

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Realização de planos de contingência de
subestações e propostas de investimento
inerentes**

José Manuel Pereira Pinto

Versão Final

**Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia**

Orientador FEUP: Prof. Dr. José Rui da Rocha Pinto Ferreira

Co-orientador: Eng. Pedro Terras Marques

Junho de 2011

© José Manuel Pereira Pinto, 2011

Resumo

Com o aumento da necessidade de uma melhoria na distribuição de energia, é necessário efectuar cada vez mais e melhores planos de contingência de subestações, de forma a evitar-se o máximo de perda de carga possível. Mesmo com o uso de modelos de análise sofisticados e recorrendo a *software* de simulação que permita traduzir de forma muito aproximada o comportamento real da rede após algum cenário de contingência, a obtenção de um plano de contingência é um processo muito moroso, pois exige bastante trabalho e responsabilidade.

Esta dissertação explora as diversas formas de se proceder na realização de planos de contingência, tendo em foco a análise de subestações AT/MT bem como a área geográfica em que estas se enquadram propondo, quando justificável, investimentos conducentes a uma melhoria na rede de média tensão para aumentar a capacidade de recurso energético por parte de outras subestações.

Abstract

With the increasing need for improved power distribution it is necessary to perform more and better contingency plans for substations in order to avoid maximum load loss possible. Even with the use of sophisticated analytical models and using simulation software that allows to translate very closely the actual behavior of the network after a contingency scenario, obtaining a contingency plan is a very lengthy process because it requires a lot of work and responsibility.

This thesis explores the various ways to proceed in making contingency plans, focusing on the analysis of substations HV / MV and the geographic area in which they fit proposing, when warranted, investments leading to an improvement in medium network voltage to increase the capacity of energy resources from other substations.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Manuel Pinto e Ana Pinto, por sempre terem acreditado em mim e pelo esforço feito ao longo destes anos para me proporcionarem uma educação que me permitisse olhar para o futuro com optimismo.

Agradeço a minha irmã, Diana Pinto, pela motivação dada ao longo do meu percurso académico e pela sua amizade.

Agradeço à minha namorada, Vera Tinoco, por todo o apoio dado ao longo destes anos, pelo amor, carinho demonstrado nos momentos mais difíceis.

Agradeço ao Professor, José Rui da Rocha Pinto Ferreira, pela disponibilidade e pela ajuda prestada ao longo da dissertação, bem como ao meu Co-orientador Engenheiro Pedro Terras Marques pela oportunidade de realizar este trabalho na EDP Distribuição, pela disponibilidade, boa disposição e partilha dos seus conhecimentos.

Agradeço aos Engenheiros Ana Carina, José Miguel, Marta, Tiago e Ricardo por todo o companheirismo e espírito de entre ajuda em todo o meu percurso da elaboração da minha dissertação.

E por fim uma palavra de apreço aos meus companheiros de luta, a todos aqueles que ao longo dos anos estiveram presentes de uma forma ou de outra durante o meu percurso académico.

A todos, um muito obrigado!

"The only place where success comes before work is in the dictionary"

Albert Einstein

Índice

Resumo.....	i
Abstract	iii
Agradecimentos	v
Índice	ix
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 - Considerações gerais	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Estrutura	2
Capítulo 2.....	5
Estado da arte	5
2.1 - Caracterização do sistema eléctrico	5
2.1.1 - Rede Urbana.....	6
2.1.1.1 - Características comuns.....	6
2.1.2 - Rede Rural	7
2.1.2.1 - Características comuns.....	7
2.1.3 - Rede Industrializada	8
2.1.3.1 - Características comuns.....	8
2.1.4 - Rede Mista	8
2.1.4.1 - Características comuns.....	8
2.2 - Considerações na ligação a produtores em regime especial	8
2.3 - Sistema de distribuição	9
2.4 - Síntese	10
Capítulo 3.....	13
Planos de Contingência	13
3.1 - Aspectos gerais	13
3.2 - Ponta síncrona versus Ponta assíncrona	14

3.3 - Casos de estudo	17
3.3.1 - Rede Urbana.....	17
3.3.1.1 - Imposição de ponta assíncrona	20
3.3.2 - Rede rural	21
3.3.2.1 - Imposição de ponta assíncrona	24
3.3.3 - Rede industrial.....	25
3.3.3.1 - Imposição de ponta assíncrona	28
3.3.4 - Rede mista.....	29
3.3.4.1 - Imposição de ponta assíncrona	32
3.4 - Cenário: Perda de TP	34
3.4.1 - Rede urbana.....	35
3.4.2 - Rede rural	37
3.4.3 - Rede industrial.....	40
3.4.4 - Rede mista.....	42
3.5 - Cenário: Perda de barramento MT.....	46
3.5.1 - Rede urbana.....	46
3.5.2 - Rede rural	49
3.5.3 - Rede industrial.....	51
3.5.4 - Rede mista.....	54
3.6 - Síntese	57
Capítulo 4.....	59
Programa desenvolvido para a análise do risco	59
4.1 - Descrição do problema	59
4.2 - Metodologia implementada	59
4.2.1 - Análise de risco	59
4.2.2 - Análise probabilística	64
4.2.3 - Análise de custos	67
4.2.4 - Algoritmo implementado.....	68
4.3 - Interface da aplicação	70
4.4 - Síntese	75
Capítulo 5.....	77
Avaliação de risco e melhorias de rede.....	77
5.1 - Subestação A: Rede urbana	77
5.2 - Subestação D: Rede mista.....	81
Capítulo 6.....	87
Conclusões e trabalhos futuros.....	87
6.1 - Conclusões	87
6.2 - Trabalhos Futuros.....	88
Referências.....	91
Anexo A	93

Lista de Figuras

Figura 3.1- Comportamento das cargas nas linhas ao longo do ano de 2010 da SE da Rede Teste.	15
Figura 3.2- Rede do tipo urbana que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.	18
Figura 3.3- Rede do tipo urbana em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.	19
Figura 3.4- Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona urbana.	20
Figura 3.5- Rede do tipo rural que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.	22
Figura 3.6- Rede do tipo rural em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.	23
Figura 3.7- Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona rural.	24
Figura 3.8- Rede do tipo industrial que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.	26
Figura 3.9- Rede do tipo industrial em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas.	27
Figura 3.10- Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona industrial.	28
Figura 3.11- Rede do tipo mista que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.	30
Figura 3.12- Rede do tipo mista em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.	31
Figura 3.13- Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona mista.	32
Figura 3.14- Comportamento da produção da linha exclusiva ao parque eólico ao longo do ano de 2010 da SE em zona mista.	33

Figura 3.15-Situação final da rede urbana, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	35
Figura 3.16-Situação final da rede rural, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	38
Figura 3.17-Situação final da rede industrializada, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de risco utilizados.	41
Figura 3.18-Situação final da rede mista, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	43
Figura 3.19-Situação final da rede urbana, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	47
Figura 3.20-Situação final da rede rural, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	50
Figura 3.21-Situação final da rede industrial, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação do OCR utilizado.	52
Figura 3.22-Situação final da rede mista, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.	55
Figura 4.1-Matriz de risco usada para a análise de risco na EDP distribuição.	60
Figura 4.2-Metodologia gráfica da análise de risco aplicada nesta dissertação.	62
Figura 4.3-Modelo de dois estados de um qualquer elemento do SEE.	64
Figura 4.4-Representação gráfica do histórico de um elemento de uma SE.	65
Figura 4.5-Fluxograma da metodologia aplicada desde o processo de contingência á análise de risco de uma SE.	69
Figura 4.6-Plataforma inicial da aplicação.	71
Figura 4.7-Menu "Ficheiro".	71
Figura 4.8-Menu "Editar".	72
Figura 4.9-Menu "Ajuda".	72
Figura 4.10-Plataforma de imposição de dados de análise de risco.	73
Figura 4.11-Plataforma de imposição de dados de análise financeira.	74
Figura 4.12-Exemplo de selecção de um novo equipamento para a rede em estudo.....	75
Figura 5.1-Imposição de dados da “SE A” para a análise de risco na aplicação desenvolvida.	78
Figura 5.2-Análise de risco da “SE A”.	78
Figura 5.3-“SE A” com a sua rede MT, OCR 8 evidenciado.	79

Figura 5.4- Imposição de dados para uma proposta de investimento, para a “SE A”	80
Figura 5.5- Análise de custos da “SE A”.	80
Figura 5.6- Imposição de dados da “SE D” para a análise de risco na aplicação desenvolvida.	82
Figura 5.7- Análise de risco da “SE D”.	82
Figura 5.8- ”SE D” com a sua rede MT, OCR_novo proposto e reconfiguração da rede MT com o investimento concluído.	83
Figura 5.9- Imposição de dados para uma proposta de investimento, para a “SE D”	84
Figura 5.10- Análise de custos da “SE D”.	85
Figura 5.11- Análise de risco da “SE D”, com o investimento proposto.....	86
Figura A.1- Linha de tendência para as subestações maioritariamente classificadas como zona RQS A.	94
Figura A.2- Linha de tendência para as subestações maioritariamente classificadas como zona RQS B.	94
Figura A.3- Linha de tendência para as subestações maioritariamente classificadas como zona RQS C.	95

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 -Resumo das cargas máximas mensais [A] das linhas da SE Rede Teste.	16
Tabela 3.2 -Resumo dos valores máximos obtidos ao longo do período de estudo para cada linha da SE Rede Teste.	17
Tabela 3.3 -Valores utilizado para as pontas assíncronas nas linhas da SE em rede urbana. ..	21
Tabela 3.4 -Valores usados na imposição de pontas assíncronas nas linhas da SE em rede rural.	25
Tabela 3.5 -Valores usados na imposição das pontas assíncronas nas linhas da SE em rede industrial.	29
Tabela 3.6 -Valores usados na imposição das pontas assíncronas nas linhas da SE em rede mista.	34
Tabela 3.7 -Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE A”.	36
Tabela 3.8 -Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE A”.	37
Tabela 3.9 -Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE B”.	39
Tabela 3.10 -Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE B”.	39
Tabela 3.11 -Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE C”.	42
Tabela 3.12 -Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE C”.	42
Tabela 3.13 -Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE D”.	45
Tabela 3.14 -Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga para a “SE D”.	45

Tabela 3.15- Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas.	48
Tabela 3.16- Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE A”.	48
Tabela 3.17- Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas para a “SE B”.....	51
Tabela 3.18- Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE B”.	51
Tabela 3.19- Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas para a “SE C”.	53
Tabela 3.20- Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE C”.	53
Tabela 3.21- Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas para a “SE D”.	56
Tabela 3.22- Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga para a “SE D”.....	57
Tabela 4.1- Tabela de atribuição de pesos probabilísticos, por parte da EDP distribuição, nas diversas tipologias existentes em subestações.....	61
Tabela 4.2- Tabela de atribuição de importância por escalões desde muito baixo a muito alto, através da perda de carga nas diversas zonas RQS.	61
Tabela A.1- Tabela resumo das respostas para o delineamento do <i>Trade-off</i>	93

Abreviaturas e Símbolos

AT- Alta Tensão

EDP - Energias de Portugal

END - Energia Não Distribuída

FEUP- Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

f - Frequência

HL- *Hierarchy Level*

IEEE - *Institute of Electric and Electronic Engineers*

MT- *Média Tensão*

MTTF - *Mean Time To Failure*

m - tempo médio de funcionamento

OCR - Órgão de Corte de Rede

PRE - Produção em Regime Especial

PT- Posto de Transformação

r - tempo médio de reparação

SIT- Sistema de Informação Técnica

SEE- Sistema Eléctrico de Energia

SE- Subestação

SE A- Subestação com rede MT urbana

SE B- Subestação com rede MT rural

SE C- Subestação com rede MT industrial

SE D- Subestação com rede MT mista

RQS - *Regulamento Qualidade de Serviço*

T - Período

TP- Transformador de Potência

VBA - *Visual Basic for Applications*

λ - taxa de avaria

μ - taxa de reparação

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Considerações gerais

A energia eléctrica desde o seu aparecimento na forma como se conhece tem assumido um papel preponderante na economia mundial [1]. O aumento da procura de energia eléctrica nas últimas décadas e a interligação de diferentes sistemas eléctricos [26], aumentaram a “malha” de influência, círculo de complexidade e interdependência entre eles tornando-se assim numa das maiores e mais complexas “máquinas” criadas pelo ser humano. A sua dimensão ultrapassa fronteiras e, devido à elevada dependência energética existente, espera-se que nunca falhem. No entanto, esta elevada fiabilidade exige investimentos, de modo a torná-los cada vez mais robustos, e fiáveis pretendendo-se portanto, evitar situações de falha, ou má operação evidenciados em [2], [4], [11].

O planeamento e a construção de sistemas eléctricos de energia são cada vez mais importantes para a boa prática de engenharia em que o principal objectivo tende para o equilíbrio entre a minimização das interrupções de energia aos clientes e a minimização dos encargos económicos que estão inerentes à melhoria da qualidade de serviço.

As empresas de distribuição sentem a necessidade natural de melhorar a fiabilidade dos seus sistemas. O aspecto da avaliação está a ser acelerado pelas agências reguladoras para se adoptarem índices de fiabilidade cada vez mais restritivos, como chaves mestra para uma avaliação da rede. No entanto, existe o reverso da medalha, pois como se trata de um negócio, existem pressões dos accionistas para a valorização do seu investimento.

Ainda assim, mesmo com a melhor gestão da rede, tanto na construção como em práticas operacionais, as interrupções de energia vão continuar a ocorrer.

A restauração temporária de energia através de reconfiguração da rede, é uma forma eficaz e económica para melhorar a fiabilidade, pois enquanto o efeito da causa da interrupção está a ser reparada, diminui a duração da interrupção a determinados clientes,

reduzindo assim o índice da duração média de interrupção. Sempre que ocorrer uma falha no sistema de distribuição de energia eléctrica, as equipas de serviço são enviadas para reparar o problema e restaurar o serviço o mais rapidamente possível.

No entanto, e muitas das vezes é necessário mais de uma hora para localizar e reparar o problema para que o serviço energético seja completamente restabelecido.

Por isso, é prática comum a restauração da energia promover-se a partir da reconfiguração da rede, ou seja, redes de subestações vizinhas que vão alimentar a carga da subestação em falha.

Uma Análise de Contingência de acordo com [12] é uma avaliação de impacto perante a perda de um elemento importante de um determinado sistema (avaliação feita em N-1), neste caso da rede eléctrica, determinando assim uma configuração alternativa da rede de forma a conseguir alimentar a mesma a partir de outras subestações adjacentes à área de actuação da subestação de rede em falha.

O despacho energético pode usar uma Análise de Contingências durante uma situação de trabalho programado ou avaria, mas é mais frequentemente usado pelo planeamento de rede para avaliar o sistema antes das interrupções ocorrerem.

Em ambas as situações, o problema da realização de um plano de contingências é o tempo e a dificuldade do seu procedimento sendo que o estudo a nível de planeamento requer muitas opções diferentes para cada um dos cenários considerados de possíveis falhas ou situações de interrupção [12].

1.2 - Motivação

A presente dissertação surgiu duma proposta da EDP Distribuição com o âmbito da realização de planos de contingência de subestações AT/MT, complementado por propostas de investimento, que consistem na melhoria da capacidade de reconfiguração de rede, em cenário de avaria. É também objectivo desta dissertação promover uma análise crítica a todo o procedimento da obtenção do plano de contingência propondo eventuais alterações sustentadas à forma como a EDP Distribuição elabora os seus planos de contingência.

1.3 - Estrutura

A dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos, os quais são resumidos a seguir.

No Capítulo 1, é apresentada uma introdução ao trabalho desenvolvido e para além disso é feita a descrição da estrutura desta dissertação.

No Capítulo 2, é feita uma análise criteriosa das diferentes tipologias de redes em estudo nesta dissertação bem como a caracterização das subestações presentes nessas tipologias para um melhor enquadramento nelas.

No Capítulo 3, será feita uma análise das pontas assíncronas dos diagramas de carga das linhas assim como as pontas de carga máxima nas subestações e serão apresentados planos de contingência para cada subestação em estudo nesta dissertação.

O Capítulo 4, descreve a aplicação criada para a avaliação do risco e a avaliação de custos e são discutidos os pressupostos seguidos no seu desenvolvimento. São aqui abordados também os dados de entrada da aplicação e são explicadas algumas das suas potencialidades.

No Capítulo 5, são apresentados os resultados dos casos de estudo desta dissertação, onde se procede a uma análise de risco utilizando a aplicação desenvolvida no âmbito desta dissertação. Caso haja necessidade, a aplicação desenvolvida também efectuará a análise de custos para investimentos na rede em estudo.

O Capítulo 6, apresenta uma síntese do trabalho realizado e aborda as principais conclusões a retirar e aponta o caminho a seguir em futuros desenvolvimentos.

Por fim, em anexo, é apresentado um estudo de *Trade-off* elaborado com a entidade EDP, com o objectivo da delineação de um processo de escolha de preferência, no âmbito da aplicação desenvolvida nesta dissertação.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 - Caracterização do sistema eléctrico

O sistema eléctrico de energia tem como objectivo fornecer energia eléctrica aos clientes da forma mais económica possível assegurando um determinado grau de continuidade e qualidade.

Hoje em dia, o consumidor espera que o sistema eléctrico não falhe, até porque há uma elevada dependência energética no seu quotidiano, nomeadamente a dependência de electricidade. Apesar da expectativa do consumidor, é complicado conseguir em todos os instantes, a sua alimentação energética, devido à ocorrência de falhas aleatórias no sistema eléctrico. Essas falhas de abastecimento eléctrico podem no entanto ser atenuadas, para isso torna-se estritamente necessário a elaboração de um plano de contingência, onde se possa obter um determinado conjunto de procedimentos a efectuar em caso de falha. Um exemplo destes procedimentos seria alimentar as cargas sujeitas à falha energética de uma subestação usando outras subestações adjacentes à sua área geográfica. Caso não seja possível essa alimentação por redes de outras subestações, será necessário investir no sistema eléctrico diminuindo a probabilidade de falha, ou assumir o risco de perda de carga. As opções a tomar estão directamente relacionadas com os aspectos técnico-financeiros que se possam assumir no momento.

Para se realizar um plano de contingência de uma subestação, primeiro terá que se analisar a rede que alimenta e retirar-lhe as características próprias que lhe sejam comuns para que se consiga criar um modelo de procedimentos “tipo”. Estas dependerão da estrutura da rede adjacente da subestação em análise e da necessidade de restaurar energia aos principais clientes alimentados (Hospitais, Câmara Municipal, Governo Civil, Quartéis de Polícia/GNR, Parques Industriais, Clientes com elevada potência instalada, Clientes com

necessidades especiais), para assim definir-se uma sequência de manobras a efectuar priorizando estes clientes.

Nas últimas décadas observou-se uma maior consciencialização global para os problemas ambientais, que aliada ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e a uma crescente necessidade de energia, originou um rápido aumento da produção de energia proveniente de fontes renováveis como evidenciado em [3].

Originalmente os sistemas eléctricos de distribuição foram desenvolvidos para serem passivos como está retratado em [4], isto é, tinham a sua hierarquia bem estruturada a vários níveis desde a produção (HL1) e transporte (HL2) até à distribuição (HL3). Agora com a integração de produtores em regime especial (PRE), usados como fontes de geração distribuída para funcionarem em paralelo com os sistemas existentes, resultaram sistemas eléctricos de distribuição activos. Desta modificação (passivo para activo) a estruturação da rede eléctrica mudou repentinamente, sendo que o fluxo energético não flui da mesma forma que na altura em que o sistema foi concebido.

Em suma, para a realização de um plano de contingência terá que se ter em conta não só a tipologia da rede adjacente à subestação em análise, como também as interligações que a sua rede faz com a produção de energia proveniente de produtores em regime especial.

Nesta dissertação são identificados quatro tipos de estruturas de rede MT, sendo estas:

- Rede Urbana;
- Rede Rural;
- Rede Industrializada;
- Rede Mista.

2.1.1 - Rede Urbana

2.1.1.1 - Características comuns

As redes eléctricas em meios urbanos são redes maioritariamente subterrâneas, por diversas razões, como a segurança das pessoas, as exigências de qualidade de serviço (grandes aglomerados populacionais são classificados pelo Regulamento da Qualidade de Serviço como Zonas de Classe A [10]), a densidade das cargas, e ainda por questões de impacto visual [5].

De acordo com os dados estatísticos [6], os tempos de reparação de avarias em cabos subterrâneos são muito superiores aos de reparação em linhas aéreas. Associando este facto com os aspectos referidos anteriormente, é da maior relevância que a arquitectura de uma rede urbana seja o mais simples possível, de forma a ser dotada de maior flexibilidade nas situações de incidente ou trabalhos programados.

Atendendo aos fluxos de carga maiores numa rede urbana, sobretudo em situação de ponta - aquela a que reportam os estudos de planeamento de redes [7], de forma a dimensionar a estrutura para as situações mais desvantajosas -, torna-se essencial a garantia de bi-alimentação.

Nesta perspectiva, para além da simplificação da rede, é fundamental que essa estrutura seja linear (também se designa por redes em fuso), evitando-se assim, redes malhadas que tornam a detecção de avarias mais complexa [5].

As redes urbanas dispõem habitualmente de uma ou mais Subestações AT/MT, com potências instaladas de acordo com as respectivas densidades de carga (cidades de natureza metropolitana e outras cidades e vilas de menor densidade populacional) e com interligações existentes entre elas, pelas redes MT.

2.1.2 - Rede Rural

2.1.2.1 - Características comuns

As redes eléctricas em meios rurais são executadas em traçados aéreos, isto porque além de se tratar da solução mais económica, existem menos problemas com o impacto visual bem como, menos pressões para a construção de redes subterrâneas, respondendo assim às solicitações de baixa densidade de cargas. Por outro lado, as exigências da qualidade técnica de serviço são geralmente menores nestas redes [6].

Os postos de transformação são maioritariamente do tipo aéreo e a estrutura da rede apresenta forma arborescente (rede radial) como referido em [5] e [6], sendo caracterizada por:

- Uma só fonte de alimentação, isto é, saída de Subestação;
- Uma linha de eixo principal;
- Linhas derivadas da linha de eixo principal, formando “cachos” de postos de transformação.

As redes rurais, pela sua reduzida densidade de cargas, apresentam características bem distintas das redes urbanas.

Em alguns casos, são dotadas de subestações MT/MT, não apenas devido às cargas reduzidas, mas também pela coexistência de dois níveis de tensão na rede MT (30 kV e 15 kV), o que ao longo dos anos e por razões económicas, levou ao estabelecimento deste tipo de subestações [5].

2.1.3 - Rede Industrializada

2.1.3.1 - Características comuns

As redes eléctricas em meios industriais, são redes normalmente aéreas, mas com tendência a serem subterrâneas, devido à centralização da indústria deslocar-se cada vez mais para as imediações dos grandes centros urbanos. São redes que necessitam de um maior cuidado relativamente ao dimensionamento de secções dos condutores, pois há uma contínua expansão não só geográfica do centro industrial mas também do aumento de potência contratada por parte dos clientes existentes [5]. As redes industriais tal como as urbanas dispõem habitualmente de uma ou mais subestações AT/MT, devido a grandes densidades de cargas, o que leva a elevadas potências instaladas nas subestações.

Todas as cargas nesta tipologia de rede são consideradas prioritárias em função de elevadas penalizações caso exista a não alimentação das mesmas [10].

Por vezes, e a tendência tem sido crescente, nos grandes aglomerados industriais existe co-geração [7].

2.1.4 - Rede Mista

2.1.4.1 - Características comuns

Nas redes eléctricas em meios mistos existem em simultâneo diferentes tipologias de estruturas que já foram anteriormente abordadas. Trata-se de uma situação que dada a existência de diversas condicionantes levam a que o estabelecimento de circuitos se afaste de uma ou de outra estrutura evidenciados em [5], [7].

Essas condicionantes podem ser de natureza económica (redução de custos) ou de natureza física (dificuldades de traçados para instalação das linhas/cabos). No entanto são redes predominantes em produtores em regime especial (PRE), sendo por isso uma rede que requer especial atenção devido às implicações da inserção dos PRE.

2.2 - Considerações na ligação a produtores em regime especial

A produção em regime especial contempla operações de produção eléctrica através de turbinas eólicas, mini-hídricas, co-geração, biomassa e resíduos.

O facto de produtores em regime especial (PRE) e consumidores estarem todos ligados à mesma rede, faz com que acções individuais de um destes possam ter consequências

significativas para outros participantes do sistema, tornando-se muito complicado determinar um ponto intermédio de responsabilidade individual. A natureza não linear das equações que regem os sistemas eléctricos torna complicada a missão de efectuar uma separação perfeita do trânsito de potência em cada elemento de um sistema, nas suas diferentes componentes criadas por cada um dos utilizadores (consumidores ou produtores), e portanto torna complexo o problema de alocação de produção optimizado [8].

A estas dificuldades acresce o facto de as injeções e os consumos individuais de energia serem variáveis, tornando a rede eléctrica um sistema variável. Como consequência, as condições do sistema alteram-se quer no tempo quer no espaço, uma vez que se altera a própria extensão de rede utilizada por um qualquer utilizador. A título de exemplo, em [9] os aproveitamentos eólicos têm como característica o facto de estarem sujeitos a variações de produção que não são controláveis e que são de previsão limitada, podendo estas terem como origem o seguinte tipo de fenómenos:

- Característica de intermitência do vento, que se traduz na ocorrência de flutuações da produção eólica como resultado de turbulências da velocidade do vento ou de ociosidade de vento;
- Desligação de geradores eólicos, devido à velocidade do vento atingir valores que ultrapassem os limites mínimos ou máximos de operação (valores de velocidade que se denominam cut-in e cut-off wind speed, na literatura anglo-saxónica);
- Desligação de parques eólicos, na sequência da ocorrência de curto-circuitos na rede receptora que provoquem a actuação das protecções de mínimo de tensão deste tipo de aproveitamentos.

Como se pode constatar a interligação da rede de distribuição a produtores em regime especial são pressupostos em consideração já que contém um elevado grau de incerteza, no caso da elaboração de um plano de contingência, e na existência de um PRE na rede em estudo, o cenário mais aconselhável é ignorar a produção do mesmo para a alimentação das cargas que não são alimentadas. Apesar de se considerar um cenário pessimista (considerar que o PRE está indisponível), para um plano de contingência é a forma mais segura de assegurar a alternativa de alimentação das cargas.

2.3 - Sistema de distribuição

As redes de distribuição de energia eléctrica fazem a interligação entre as redes de transporte, a partir das subestações, até aos clientes finais. Operam em vários níveis de tensão e, geralmente, apresentam disposição radial [29]. Do ponto de vista dos clientes a

fiabilidade deste sistema é igualmente importante como a do sistema produtor ou de transporte. Contudo, de um ponto de vista global, uma falha que provoque perda de carga teria menor impacto se ocorresse numa rede de distribuição do que na rede de transporte ou no sistema produtor.

Os estudos de fiabilidade do sistema de distribuição são feitos normalmente de forma separada do sistema produtor e de transporte. Grande parte dos índices obtidos baseia-se no histórico dos clientes, permitindo obter informação acerca da qualidade e continuidade do serviço prestado. Alguns dos índices que normalmente são calculados neste tipo de estudos são, segundo a referência [10], [28]:

- SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index (Sustained Interruptions)*
- SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*
- CAIDI - *Customer Average Interruption Duration Index*
- CAIFI - *Customer Average Interruption Frequency Index*
- TIEPI- *Time Interruption Equivalent of Power Installed*

Estes índices fornecem valores médios e permitem um melhor planeamento, podendo ser utilizados para seleccionar investimentos de modo a melhorar a qualidade e continuidade do fornecimento da energia eléctrica [25].

2.4 - Síntese

Para realizar um plano de contingência de uma qualquer subestação AT/MT, inicialmente dever-se-á analisar toda a rede MT da sua região de acção, e retirar as características próprias que lhe sejam comuns para que se consiga criar um modelo que dependerá da estrutura da rede adjacente da subestação em análise. Após a obtenção do enquadramento da rede, é necessário analisar as alternativas de alimentação a partir de redes de outras subestações que estão ao redor da SE em estudo e, para isso é necessário efectuar uma análise pormenorizada das interligações das linhas que serão sujeitas ao estudo.

Após a extracção completa da rede, surge a necessidade de identificar os principais clientes alimentados (Hospitais, Câmara Municipal, Governo Civil, Quartéis de Polícia/GNR, Parques Industriais, Clientes com elevada potência instalada, Clientes com necessidades especiais) para que se possa num plano de contingência evidenciar as cargas prioritárias e definir uma sequência de manobras a efectuar, dando prioridade a estes clientes.

Em seguida é necessário analisar, se for o caso, as ligações a produtores em regime especial (PRE) excluindo a sua contribuição na rede em análise.

Por fim, os estudos da fiabilidade do sistema de distribuição são normalmente conseguidos através de dados históricos dos clientes para se obter a informação necessária sobre a qualidade do serviço prestado, bem como poderem ser utilizados para seleccionar investimentos de modo a melhorar a qualidade e continuidade do fornecimento da energia eléctrica.

Capítulo 3

Planos de Contingência

3.1 - Aspectos gerais

A realização de um plano de contingência de uma SE necessita, para além do estudo topológico da rede, onde se analisa que tipologia de rede MT se enquadra (urbana, rural, industrializada ou mista), da verificação de interligações com outras subestações adjacentes à sua área de acção, bem como da capacidade destas conseguirem ser adicionadas à potência instalada da subestação em cenário de falha. Necessita também de verificar outras duas condições essenciais após a reconfiguração da rede para garantir que o recurso (alimentação alternativa) seja viável:

- Garantir a execução da norma EN 50160 [13] que estipula os intervalos da variação de tensão em [207;253] V e assegurar a qualidade da onda;
- Garantir que a sobrecarga seja mínima em qualquer dos componentes da rede “reconfigurada”;

Mas antes de se proceder à reconfiguração da rede para obter uma alternativa de alimentação à SE em falha, necessita-se de uma análise que possa caracterizar os consumos habituais dos clientes ligados às linhas¹ de uma SE. Esses consumos são obtidos por dispositivos de telecontagem, existentes nas subestações, que após a extracção dos seus valores será necessário processá-los e averiguar o seu valor máximo, para assim, obter a ponta máxima de carga nas linhas e da própria subestação em estudo.

¹ A forma como é referido o termo “linha/s” nesta dissertação deve-se interpretar não só no sentido comum de “linha aérea”, mas sim como um traçado de uma saída da SE, que poderá ser cabo enterrado ou linha aérea.

Um dos problemas da elaboração de um plano de contingência é a imposição das cargas máximas de cada linha numa subestação para a simulação dos cenários de contingência; daí advém duas formas no procedimento da imposição de carga nas linhas, que são, Ponta síncrona e Ponta assíncrona.

Ponta síncrona, define-se como a imposição das cargas nas linhas de uma forma síncrona no tempo, ou seja, verifica-se o máximo de carga de uma SE, e impõe-se os valores de carga nas linhas correspondentes à data que se verificou a ponta máxima da SE.

Por outro lado, Ponta assíncrona, e ao contrário da ponta síncrona é a imposição das cargas nas linhas de uma forma assíncrona, ou seja, verifica-se e impõe-se o máximo de carga de cada uma das linhas da SE, independentemente do período temporal em que ocorreu, durante um período de estudo pré-definido.

Um outro problema para a realização de planos de contingência é a enorme quantidade de componentes electrónicos dentro e fora da SE sujeitos a falhas. Se o procedimento fosse uma análise muito pormenorizada de cada elemento do SEE, demorava-se uma infinidade de tempo para proceder a um plano de contingência em caso de falha para cada elemento de uma SE. Em [24] demonstra-se que é razoável a diferenciação da escolha de um determinado elemento que tenha uma consequência elevada no impacto da distribuição de energia para assim diminuir o número de cenários a simular.

Portanto nesta dissertação foi adoptado um conceito de cenário pessimista que vem sendo adoptado pela EDP-Distribuição. Os cenários são a perda total da transformação (perda dos transformadores de potência existentes na SE), e a perda do barramento MT da SE. Com estes dois cenários pretende-se analisar uma situação em estado de “caos” para se obter um plano de contingência para o pior caso possível.

3.2 - Ponta síncrona versus Ponta assíncrona

Um dos principais problemas da elaboração de um plano de contingência é a modelização da rede que vai ser estudada. Ao falar de modelização é principalmente a imposição de cargas nos clientes e, a verificação dos consumos ao longo de um determinado período de tempo de forma a determinar uma certa tendência da evolução do consumo. No entanto, é necessário determinar o valor a impor de carga para o cálculo nas expressões de trânsito de potências de forma a verificar os limites de sobrecarga nas linhas bem como, as condições de tensões nos clientes segundo [10] e [13].

Aí surge a necessidade de clarificar os conceitos de ponta síncrona e ponta assíncrona, assim como, a sua melhor utilização para a elaboração de um plano de contingência de uma SE.

Para a análise destes dois conceitos de ponta, foi usado uma rede, a partir de agora denominada por “Rede Teste”, onde se fez a análise dos consumos por linha da sua SE.

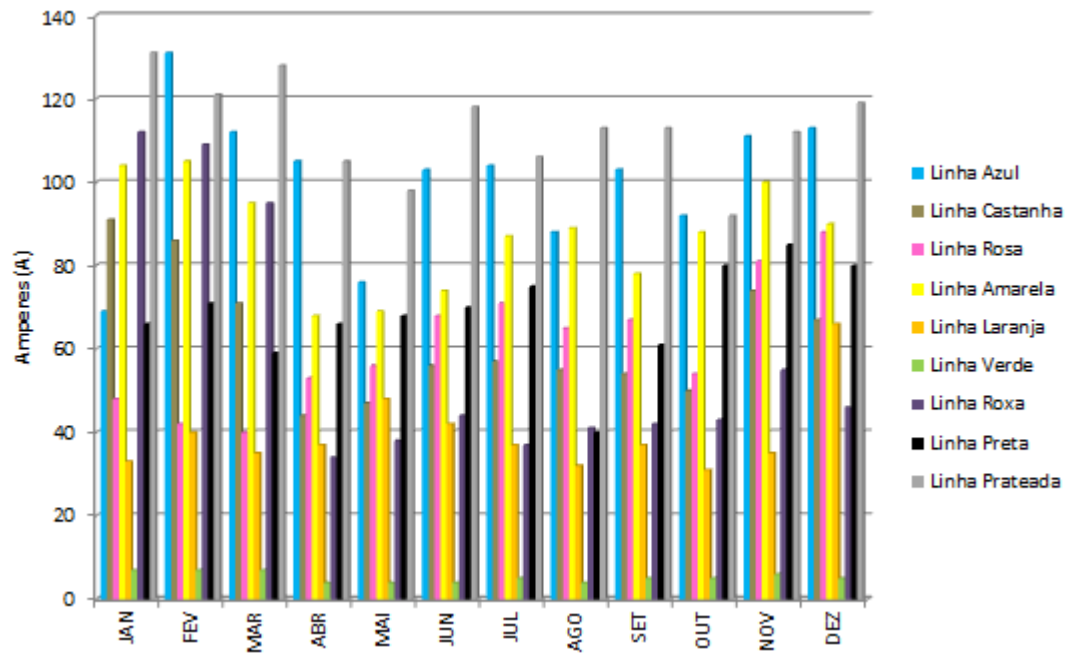


Figura 3.1-Comportamento das cargas nas linhas ao longo do ano de 2010 da SE da Rede Teste.

A Rede Teste corresponde a uma rede caracterizada como mista de uma SE com razão de transformação de 60/30 kV, e tem como objectivo a clarificação do cenário de ponta que será mais vantajoso para um planeamento de contingência de uma SE.

Esta rede MT possui 9 linhas (Figura 3.1), com um comportamento diferente de consumo. Sendo por isso um óptimo exemplo para a demonstração do objectivo.

O conceito de Ponta Síncrona, como já foi dito, é impor as cargas nas linhas de uma forma síncrona no tempo, ou seja, verifica-se o máximo de carga de uma SE, e impõe-se os valores de carga nas linhas correspondentes à data em que se verificou a ponta máxima da SE.

Ao longo do ano de 2010, correspondente ao período do estudo nesta dissertação, a ponta síncrona da SE da Rede Teste é determinado através da seguinte expressão:

$$S_{SE}^{Psin} = MAX(\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^N (\sqrt{3} \times L_{ij} \times U_{MT})), \quad MVA \quad (3.1)$$

Onde:

N é o número total de linhas na SE;

L_{ij} é a carga na linha j no mês i;

U_{MT} é a tensão no barramento de média tensão da SE

Tabela 3.1-Resumo das cargas máximas mensais [A] das linhas da SE Rede Teste.

Mês	Carga [A]									Σ Mensal
	L. Azul	L. Castanha	L. Rosa	L. Amarela	L. Laranja	L. Verde	L. Roxa	L. Preta	L. Prateada	
JAN	69	91	48	104	33	7	112	66	131	661
FEV	131	86	42	105	40	7	109	71	121	712
MAR	112	71	40	95	35	7	95	59	128	642
ABR	105	44	53	68	37	4	34	66	105	516
MAI	76	47	56	69	48	4	38	68	98	504
JUN	103	56	68	74	42	4	44	70	118	579
JUL	104	57	71	87	37	5	37	75	106	579
AGO	88	55	65	89	32	4	41	40	113	527
SET	103	54	67	78	37	5	42	61	113	560
OUT	92	50	54	88	31	5	43	80	92	535
NOV	111	74	81	100	35	6	55	85	112	659
DEZ	113	67	88	90	66	5	46	80	119	674

Após a análise da Tabela 3.1, verifica-se que o mês no qual a SE possui uma maior exigência de carga é o mês de Fevereiro com uma ponta de 712 A. Sendo assim a Ponta síncrona da SE após a aplicação da expressão (3.1) é de 37 MVA.

Falta assim verificar o valor de ponta da SE no caso de se considerar o conceito de ponta assíncrona das linhas.

Ponta assíncrona, já definida anteriormente, é a imposição das cargas nas linhas de uma forma assíncrona, ou seja, verifica-se e impõe-se o máximo de carga registado ao longo do período de estudo de cada uma das linhas da SE, independentemente do período temporal em que ocorreu.

A ponta assíncrona da SE da Rede Teste é determinada através da seguinte expressão:

$$S_{SE}^{Passin} = \sum_{i=1}^N (\sqrt{3} \times \text{Max } L_i \times U_{MT}) , \quad \text{MVA} \quad (3.2)$$

Onde:

N é o número total de linhas na SE;

$\text{Max } L_i$ é a carga máxima na linha i ao longo do período de estudo;

U_{MT} é a tensão no barramento de média tensão da SE.

Sendo assim e utilizando os dados da Tabela 3.1, verifica-se que os máximos de cada linha são os seguintes:

Tabela 3.2-Resumo dos valores máximos obtidos ao longo do período de estudo para cada linha da SE Rede Teste.

Linha	Ponta Máxima [A]
L. Azul	131
L. Castanha	91
L. Rosa	88
L. Amarela	105
L. Laranja	66
L. Verde	7
L. Roxa	112
L. Preta	85
L. Prateada	131

Após a aplicação da expressão de cálculo (3.2), a ponta assíncrona da SE é de 42.4 MVA.

Como se pode verificar, a imposição de carga assíncrona nas linhas é bem mais pessimista do ponto de vista da requisição de potência por parte da SE do que a imposição de ponta síncrona. Sendo que o objectivo desta dissertação é a criação de dois cenários pessimistas de perda de carga, o método mais pertinente a usar é o da imposição de ponta assíncrona nas linhas de uma SE, para assim obter um plano de contingência mais robusto a falhas graves de uma SE e num cenário de exigência máxima registada por parte dos clientes da rede por ela alimentada.

Em suma, a imposição de carga assíncrona será adoptada para o procedimento dos planos de contingência que nesta presente dissertação será discutida.

3.3 - Casos de estudo

3.3.1 - Rede Urbana

A subestação que se situa numa zona urbana e que foi estudada neste trabalho, e que inclusive conduziu a esta dissertação, será a partir de agora denominada de “SE A”, está

preenchida com um círculo vermelho (Figura 3.2). A sua rede MT bem como a rede MT das subestações adjacentes à sua área de actuação têm a disposição ilustrada na Figura 3.2.

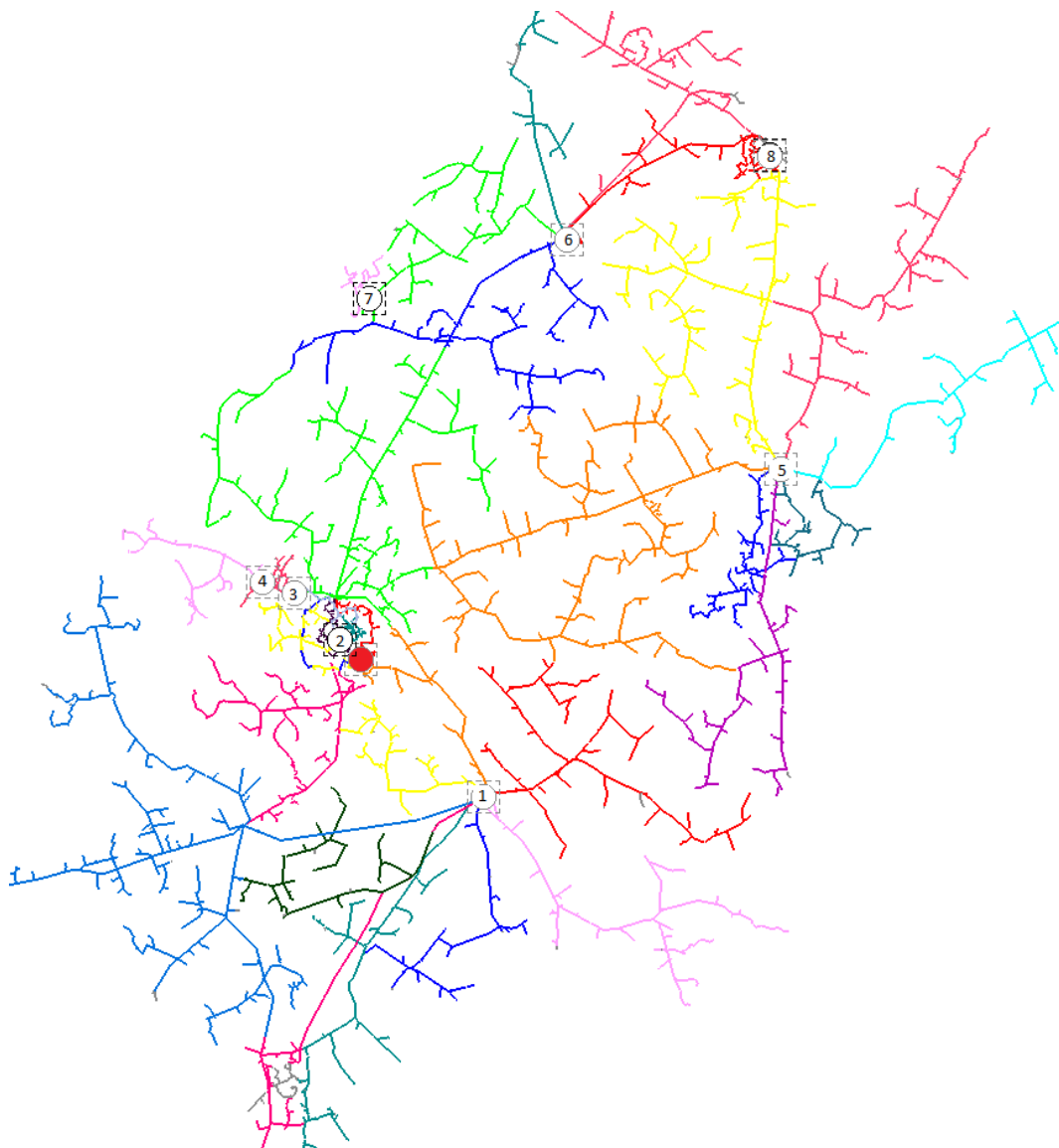


Figura 3.2- Rede do tipo urbana que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.

A “SE A” é uma subestação 60/30 kV, com uma potência instalada de 31,5 MVA, num só TP e com um único barramento MT de tipologia simples que possui cinco saídas MT.

Após uma análise cuidada e atenta da rede que a “SE A” alimenta, verifica-se que tem na sua área de influência interligações com outras subestações numeradas de 1 a 8, Figura 3.2.

Estas subestações vizinhas (numeradas de 1 a 8), são fundamentais para a elaboração do plano de contingência, pois é a partir destas que se irão alimentar as cargas caso ocorra alguma falha na subestação em estudo, e isto, no caso de haver capacidade de potência instalada para fazer de recurso à rede da “SE A”. No entanto, surge a necessidade de se identificar os principais clientes alimentados pela subestação em estudo. Eles são: Hospitais,

Câmara Municipal, Governo Civil, Quartéis de Polícia/GNR, Parques Industriais, Clientes com elevada potência instalada e, ainda, clientes com necessidades especiais.

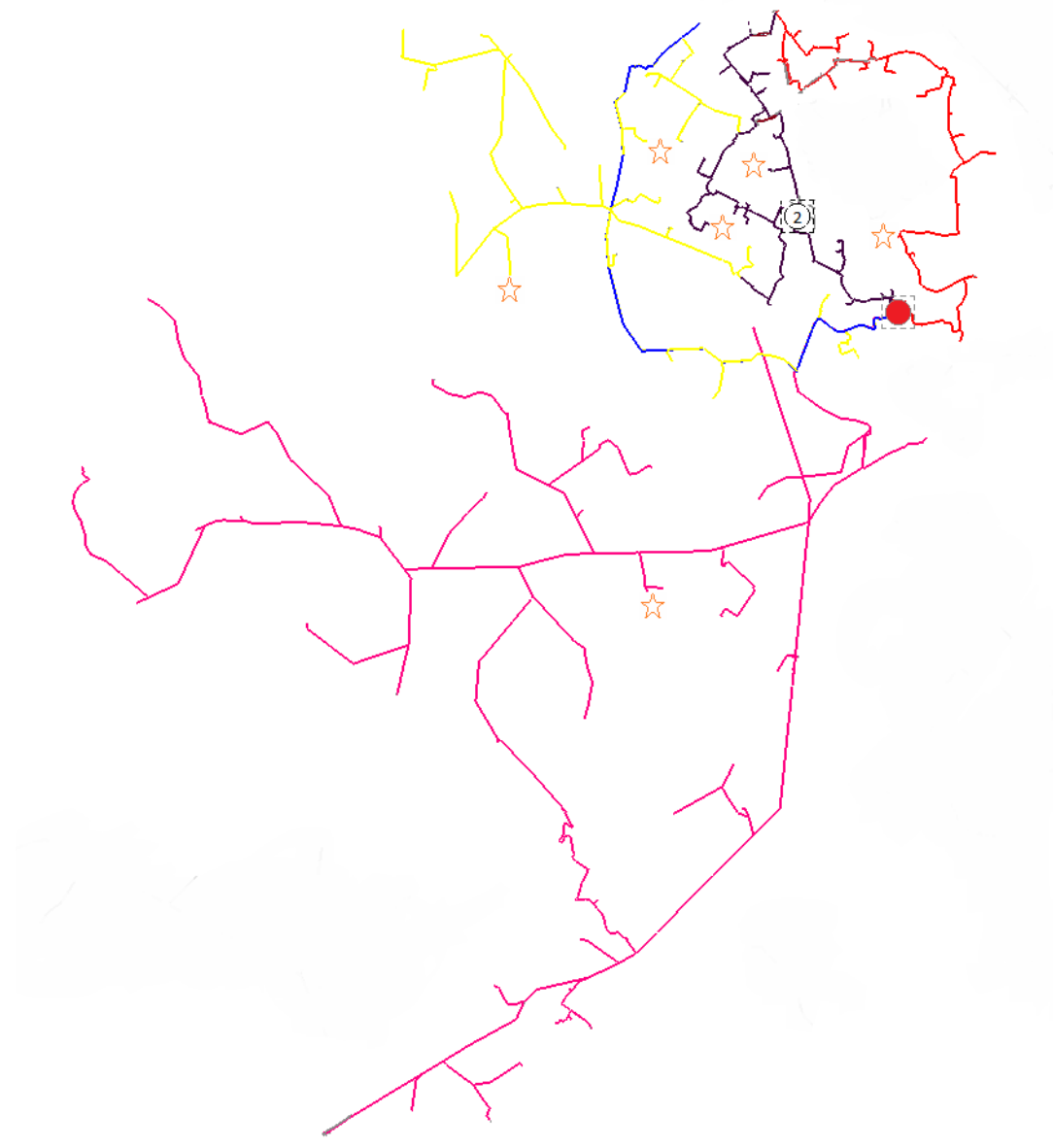


Figura 3.3-Rede do tipo urbana em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.

Como referido anteriormente, a subestação em estudo possui cinco saídas MT que estão identificadas com cores na Figura 3.3. Cada cor evidência uma saída distinta.

Na rede em análise foi encontrado através de estudos de cadastro SIT e esquemas unifilares, 6 clientes principais alimentados, evidenciados na Figura 3.3 com uma estrela. Estes principais clientes têm um elevado interesse público na sua continuidade de serviço e além disso são cargas de elevada prioridade em termos de manobras, ou seja, para um plano de contingência serão consideradas cargas prioritárias. Assim, começa-se a obter uma determinada ordem para as manobras a efectuar. Da Figura 3.3 ainda se pode verificar a

existência de uma SE, numerada com o número 2, MT/MT (30/15 kV) onde o barramento superior MT é alimentado pela “SE A” em estudo. Contudo torna-se essencial a inclusão desta SE “2” para o estudo, já que dela dependem cargas que indirectamente serão alimentadas pela “SE A”.

No fim de cada linha, em interligação com outras linhas de outras subestações (numeradas de 1-8) existe pelo menos um órgão de corte telecomandado ou um órgão seccionador, permitindo, no mínimo uma possível alimentação pelas SE adjacentes à área de influência da “SE A” em estudo.

3.3.1.1 - Imposição de ponta assíncrona

Surge a necessidade da imposição das cargas nas linhas para modelizar a rede MT e o seu funcionamento em estado de saturação (cenário pessimista). Essas cargas foram retiradas através de aparelhos de telecontagem, para um período de estudo de 1 ano (referente ao ano de 2010), Figura 3.4.

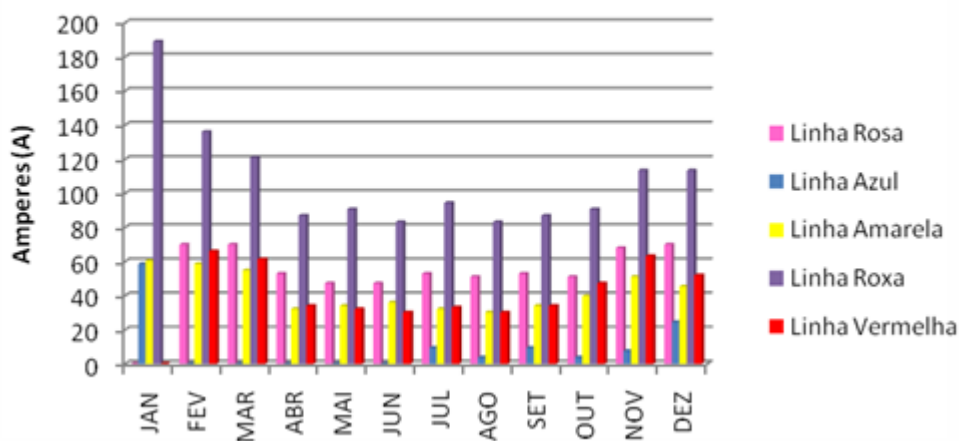


Figura 3.4-Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona urbana.

Como se pode verificar através da Figura 3.4 o comportamento da carga nas linhas têm uma tendência evolutiva semelhante entre elas. Existe um maior consumo nos períodos correspondentes da época de Inverno (NOV, DEZ, JAN, FEV) e um menor consumo nas épocas de Primavera/Verão (MAI, JUN, JUL, AGO, SET), o que seria de se esperar numa SE com rede MT inserida numa zona urbana.

É de notar que a Linha Rosa só contém dados da telecontagem a partir do mês de Fevereiro por motivos de ordem de trabalhos de melhoria na linha, no período anterior foi feito um deslastre de carga para uma das SE vizinhas.

Foi então estipulado os valores de ponta assíncrona presentes na seguinte tabela:

Tabela 3.3-Valores utilizado para as pontas assíncronas nas linhas da SE em rede urbana.

Linha	Ponta
	Máxima [A]
L. Rosa	70
L. Azul	59
L. Amarela	60
L. Roxa	189
L. Vermelha	66

Utilizando a expressão (3.2) a SE terá o valor de ponta assíncrona:

$$S_{SE} = (\sqrt{3} \times 70 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 59 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 60 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 189 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 66 \times 30 \times 10^3 = 23.07 \text{ MVA}$$

3.3.2 - Rede rural

A subestação que se situa numa zona rural e que foi estudada neste trabalho que conduziu a esta dissertação será a partir de agora denominada de “SE B” e está preenchida com um círculo vermelho (Figura 3.5). A sua rede MT bem como a rede MT das subestações adjacentes à sua área de actuação têm a disposição ilustrada na Figura 3.5.

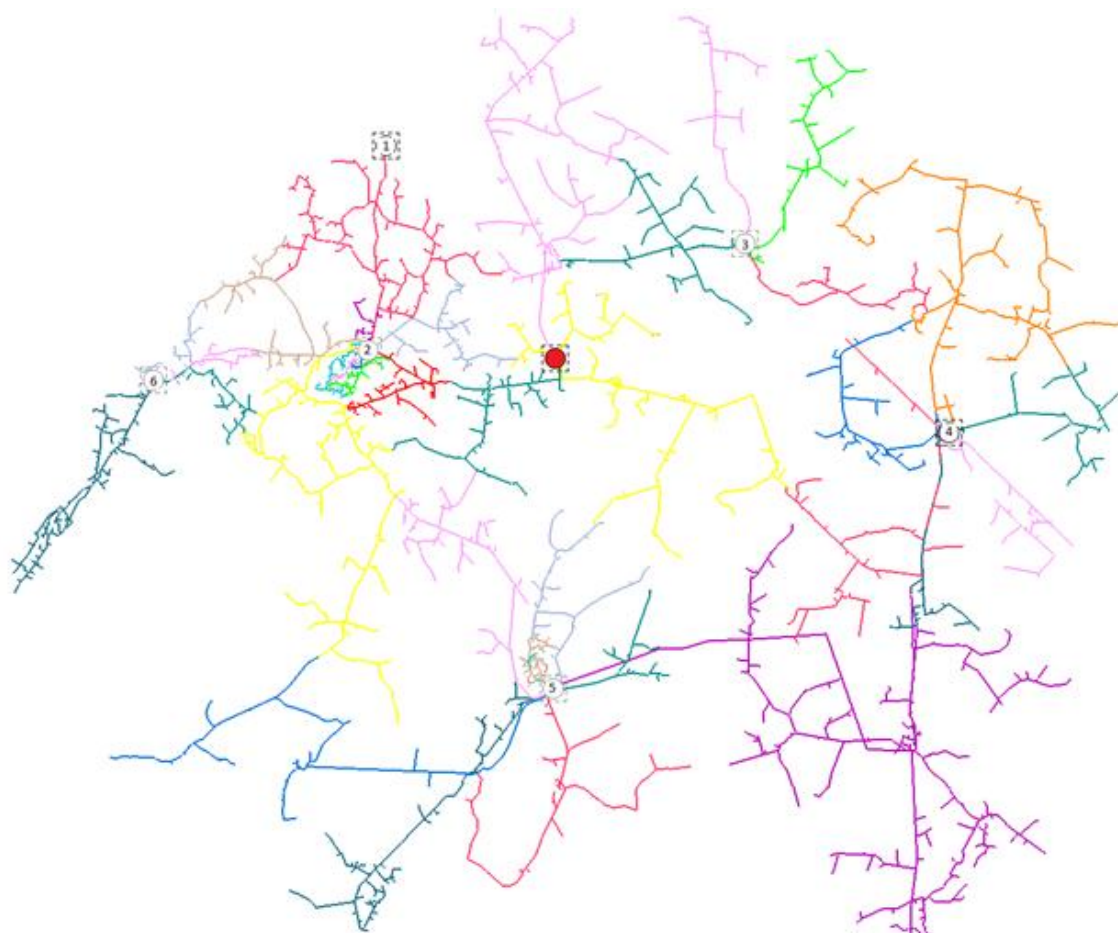


Figura 3.5-Rede do tipo rural que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.

A “SE B” é uma subestação 60/30 kV, tem uma potência instalada de 10 MVA num só TP e com um único barramento MT de tipologia simples que possui três saídas MT.

Após uma análise cautelosa e atenta da rede que a “SE B” alimenta, verifica-se que tem na sua área de influência interligações com outras subestações numeradas de 1 a 6, Figura 3.5.

No entanto, e igualmente neste caso, surge a necessidade de identificar os principais clientes alimentados pela “SE B”.

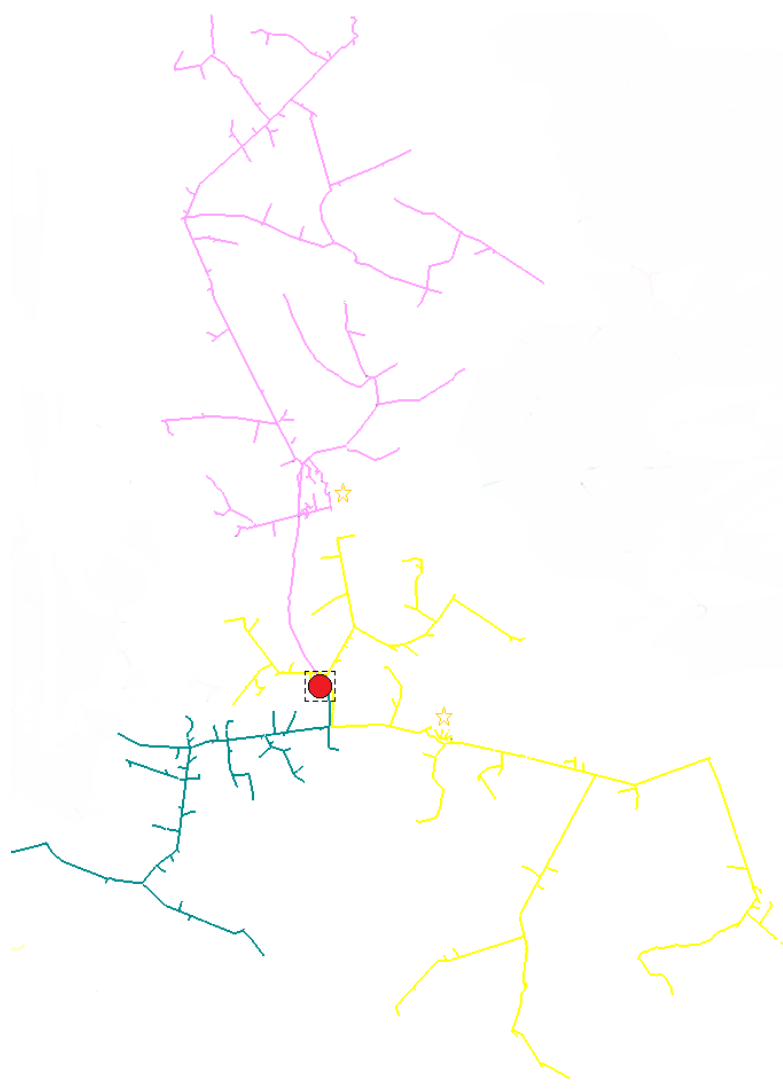


Figura 3.6-Rede do tipo rural em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.

Relembrando o que foi referido anteriormente, a subestação em estudo possui três saídas MT que estão identificadas com cores na Figura 3.6. Cada cor evidência uma saída distinta.

Na rede em análise foi encontrado através de estudos de cadastro SIT e esquemas unifilares, 2 clientes principais alimentados, evidenciados na Figura 3.6 com uma estrela. No fim de cada linha, em interligação com outras linhas de outras subestações (numeradas de 1-6) existe pelo menos um órgão de corte telecomandado ou um órgão seccionador, permitindo, pelo menos uma possível alimentação pelas subestações adjacentes à área de influência da “SE B” em estudo.

3.3.2.1 - Imposição de ponta assíncrona

Surgiu a necessidade, tal como anteriormente, de impor as cargas nas linhas para modelizar a rede e o seu funcionamento em estado de saturação (cenário pessimista). Essas cargas foram retiradas através de aparelhos de telecontagem para um período de estudo de 1 ano (referente ao ano de 2010), Figura 3.7.

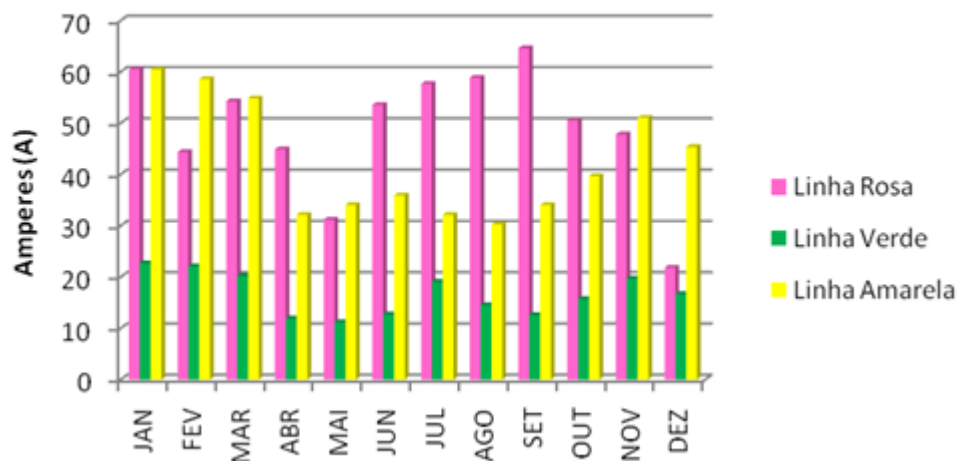


Figura 3.7-Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona rural.

Analisando na Figura 3.7, o comportamento da carga nas linhas, ao contrário do caso da rede MT urbana, não possuem um comportamento semelhante entre elas.

A linha rosa tem um aumento de consumo no período de verão, enquanto a linha amarela tem um decréscimo de consumo no mesmo período. A linha verde segue uma tendência de evolução de carga semelhante à da linha amarela.

É de notar que as três linhas são de baixo nível de consumo o que já seria de esperar, pois encontram-se numa zona rural, onde existem cargas de pouca exigência em termos de potência instalada.

Foi então estipulado os valores de ponta assíncrona presentes na Tabela 3.4:

Tabela 3.4-Valores usados na imposição de pontas assíncronas nas linhas da SE em rede rural.

Linha	Ponta
	Máxima [A]
L. Rosa	65
L. Amarela	60
L. Verde	23

Com estes valores impostos, podemos calcular a ponta da “SE B” através da expressão (3.2):

$$S_{SE} = (\sqrt{3} \times 65 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 60 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 23 \times 30 \times 10^3) = 7.69 MVA$$

3.3.3 - Rede industrial

A subestação que se situa numa zona industrial e que foi estudada no trabalho e a qual conduziu a esta dissertação será a partir de agora denominada por “SE C” que está preenchida com um círculo vermelho (Figura 3.8). A sua rede MT bem como a rede MT das subestações adjacentes à sua área de actuação têm a disposição ilustrada na Figura 3.8.

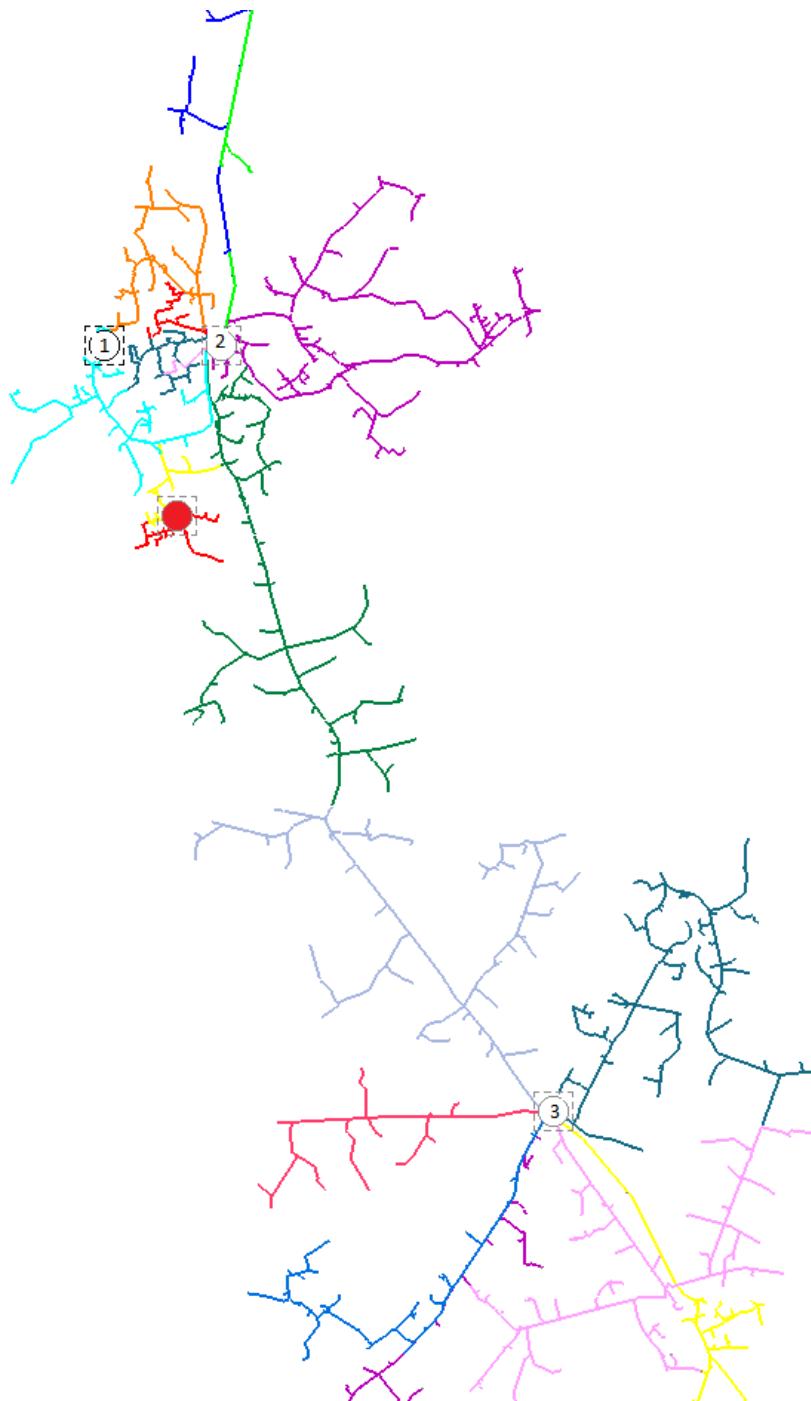


Figura 3.8-Rede do tipo industrial que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.

A “SE C” é uma subestação 60/30 kV com uma potência instalada de 51,5 MVA em 2 transformadores de potência e com um único barramento MT de tipologia simples com duas saídas MT.

Após uma análise cuidada da rede que a “SE C” alimenta, verifica-se que tem na sua área de influência interligações com outras subestações numeradas de 1 a 3, Figura 3.8.

No entanto, neste caso, todas as cargas serão prioritárias já que se tratam de cargas de elevados valores de potência instalada, cargas de carácter industrial, sendo que uma falta de

energia, por parte da empresa de distribuição (EDP), será altamente penalizada, em termos financeiros.

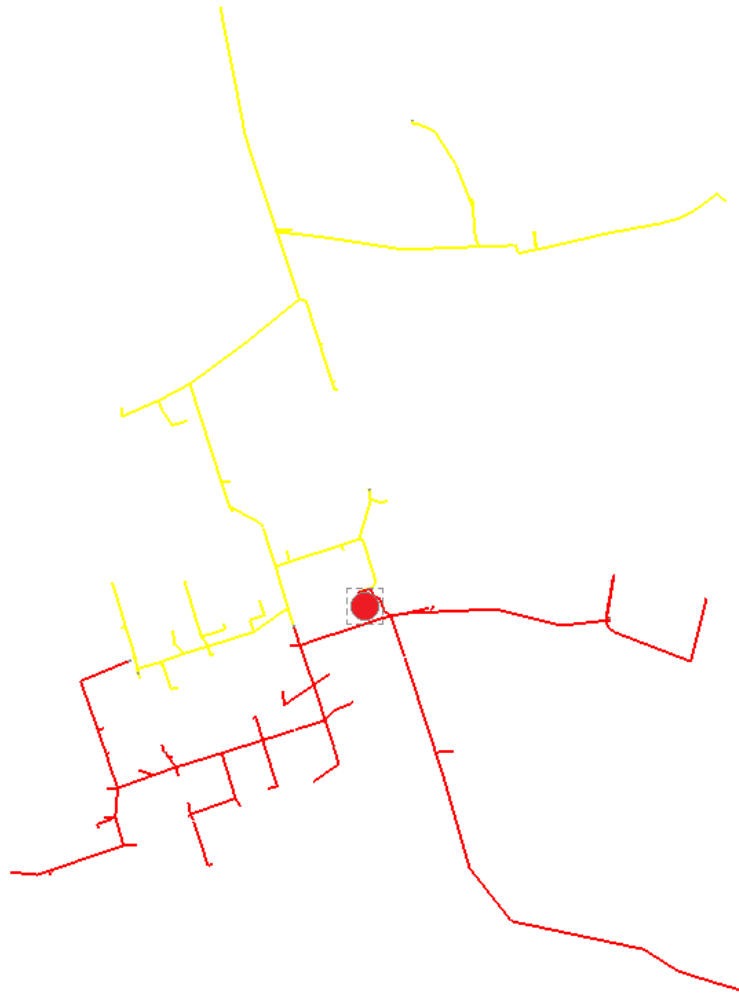


Figura 3.9-Rede do tipo industrial em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas.

Como referido anteriormente, a subestação em estudo possui duas saídas MT que estão identificadas com cores na Figura 3.9. Cada cor evidência uma saída distinta.

Observando a Figura 3.8 pode-se ver que nem todas as linhas possuem interligações com outras subestações ao seu redor, como é o caso da linha vermelha. Esta linha não tem qualquer interligação com outra linha proveniente de outra SE, no entanto possui interligação com a linha amarela, que pertence também à “SE C” em estudo.

A linha amarela, tem interligação com outras linhas de outras subestações (numeradas de 1-3) e contém no mínimo um órgão de corte telecomandado ou um órgão seccionador, portanto existe a hipótese de uma possível alimentação pelas SE adjacentes à “SE C” em estudo. A SE “3”, não tem ligação directa com nenhuma linha da “SE C”, mas servirá, se necessário, para uma possível realocação de carga, sendo por isso necessária para o estudo de rede.

3.3.3.1 - Imposição de ponta assíncrona

Surge então a necessidade da imposição das cargas nas linhas para modelizar a rede e o seu funcionamento em estado de saturação (cenário pessimista). Essas cargas foram retiradas através de aparelhos de telecontagem para um período de estudo de 1 ano (referente ao ano de 2010), Figura 3.10.

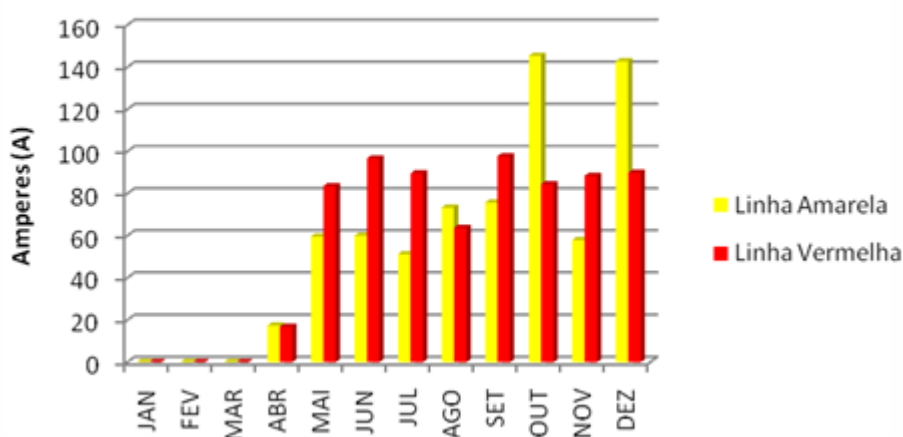


Figura 3.10-Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona industrial.

Através da Figura 3.10, vê-se que se trata de cargas com valores muito exigentes pois alimentam grandes centros industriais e estes exigem uma maior continuidade de serviço. No período de Janeiro a Março não existem dados por erro de aparelhagem de telecontagem, sendo impossível a obtenção dos dados nesse período.

Não existe semelhança no comportamento das linhas, no entanto, constata-se um elevar de consumo da linha amarela no mês de Outubro e Dezembro, que tudo indica ser um aumento pontual de carga.

Foram então estipulados os valores de ponta assíncrona, Tabela 3.5:

Tabela 3.5-Valores usados na imposição das pontas assíncronas nas linhas da SE em rede industrial.

Linha	Ponta
	Máxima [A]
L. Vermelha	98
L. Amarela	145

Calculando a ponta da “SE C” através da expressão (3.2):

$$S_{SE} = (\sqrt{3} \times 98 \times 30 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 145 \times 30 \times 10^3 = 12.63 MVA$$

3.3.4 - Rede mista

A subestação que se situa numa zona mista e que foi estudada no trabalho que conduziu a esta dissertação será a partir de agora denominada de “SE D” e está preenchida com um círculo vermelho (Figura 3.11). A sua rede MT bem como a rede MT das subestações adjacentes à sua área de actuação têm a disposição ilustrada na Figura 3.11.

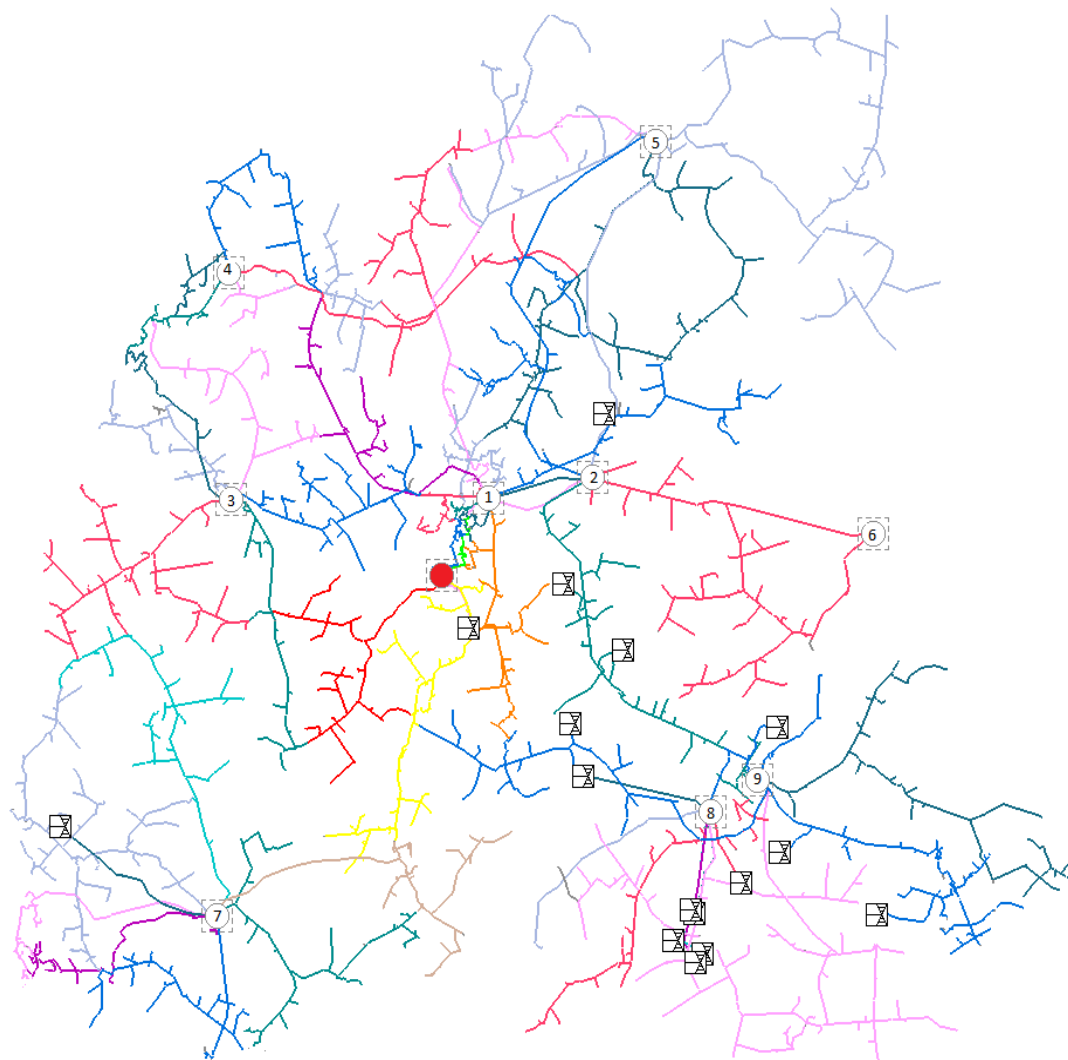


Figura 3.11-Rede do tipo mista que será usada para estudo, retirada de SIT da EDP, e informatizada em DPLAN.

A “SE D” é uma subestação 60/10 kV e tem uma potência instalada de 20 MVA, num único TP com um barramento MT de tipologia simples com seis saídas MT.

Após uma análise atenta da rede que a “SE D” alimenta, verifica-se que tem na sua área de influência interligações, com outras subestações, numeradas de 1 a 9, na Figura 3.11.

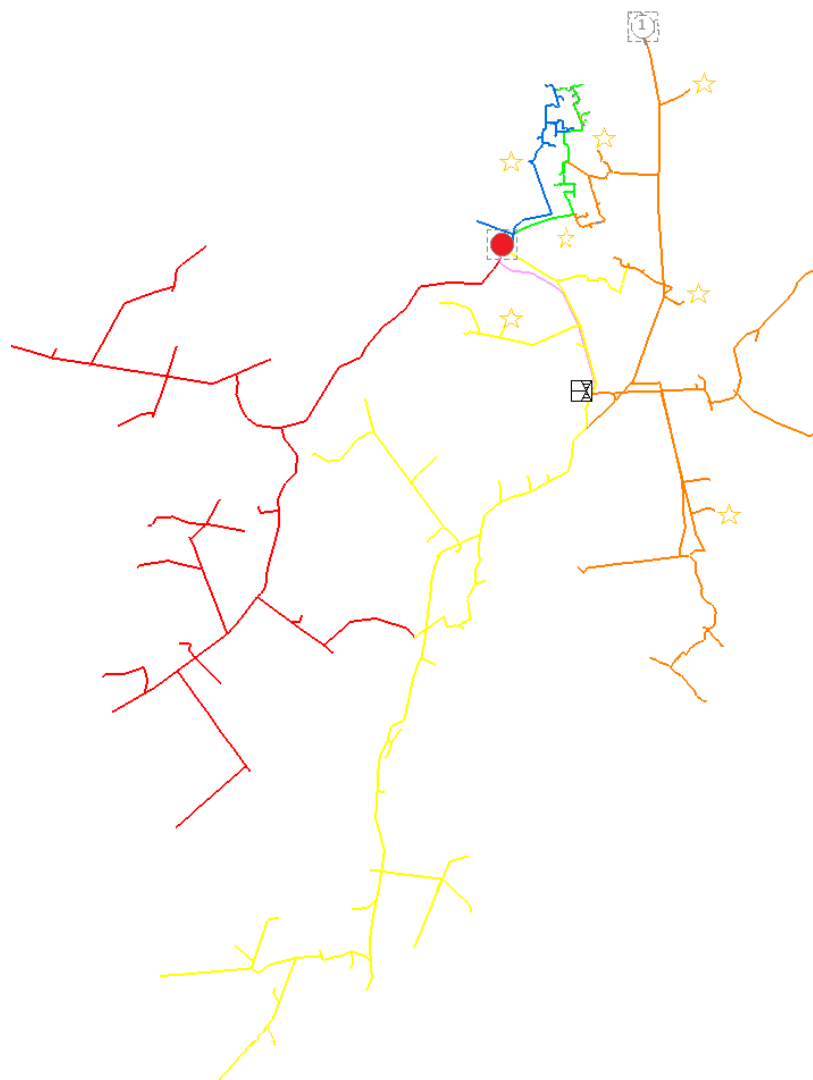


Figura 3.12-Rede do tipo mista em pormenor, sem interligação com subestações vizinhas, com cargas prioritárias assinaladas.

Como referido anteriormente, a subestação em estudo possui seis saídas MT que estão identificadas com cores na Figura 3.12. Cada cor identifica uma saída distinta.

Na rede em análise foi encontrado através de estudos de cadastro SIT e esquemas unifilares, sete clientes principais, evidenciados na Figura 3.12 com uma estrela. No fim de cada linha, em interligação com outras linhas de outras subestações (numeradas de 1-9) existe pelo menos um órgão de corte telecomandado ou um órgão seccionador, permitindo, pelo menos uma possível alimentação pelas SE adjacentes à área de influência da “SE D” em estudo.

Na Figura 3.12 ainda se pode verificar a existência de uma SE MT/MT (30/10 kV) numerada com número 1, onde o andar superior MT é alimentado pela SE “2”. Torna-se no entanto fundamental a inclusão desta SE “1” para estudo por conter cargas que indirectamente serão alimentadas pela SE “2” e que poderá servir de recurso a “SE D” em estudo. Ainda na Figura 3.12 verifica-se uma ligação directa e exclusiva de um parque eólico

(linha rosa) à “SE D”, sendo assim, existe um cuidado reforçado na consideração desta mesma ligação, nomeadamente na imposição de carga na “SE D”.

3.3.4.1 - Imposição de ponta assíncrona

Surge então a necessidade da imposição das cargas nas linhas para modelizar a rede e o seu funcionamento em estado de saturação (cenário pessimista). Essas cargas foram retiradas através de aparelhos de telecontagem para um período de estudo de um ano (referente ao ano de 2010), Figura 3.13.

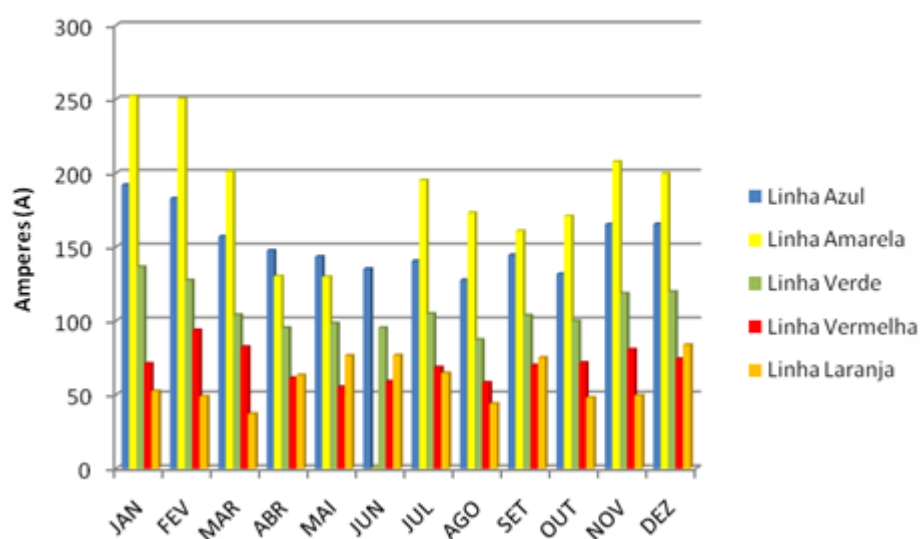


Figura 3.13-Comportamento das cargas das linhas ao longo do ano de 2010 da SE em zona mista.

Como se pode verificar através da Figura 3.13, as pontas mensais analisadas estão num ponto intermédio de todas as outras redes analisadas anteriormente, já que existem valores de carga elevadas, de que são exemplo as linha amarela, azul e verde (detém um comportamento semelhante), os quais correspondem a cargas com algum carácter industrial, daí o seu valor de carga exigente. É de notar que a linha amarela não possui dados no mês de Junho devido a um erro de telecontagem.

A linha vermelha e laranja, são linhas de carácter mais rural, devido a sua topologia de rede, aliado ao facto que são cargas de baixa exigência.

Ou seja, a rede MT analisada possui características de uma rede rural, e de uma rede industrial. Contudo, esta rede tem uma linha exclusiva a um PRE, neste caso, a um parque eólico, que é o caso da linha rosa e que é apresentado em seguida.

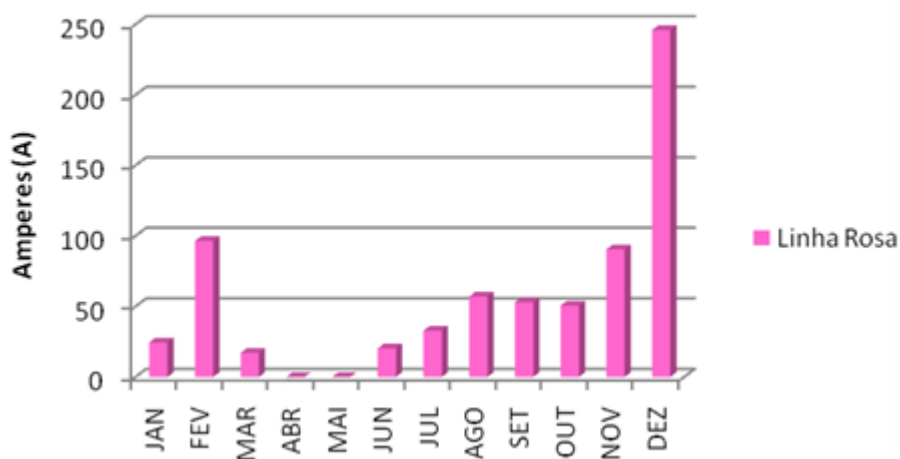


Figura 3.14-Comportamento da produção da linha exclusiva ao parque eólico ao longo do ano de 2010 da SE em zona mista.

Neste gráfico (Figura 3.14) observa-se que a produção do parque terá implicações na imposição da carga na “SE D”.

Como foi dito anteriormente, o facto de produtores em regime especial (PRE) e consumidores estarem todos ligados à mesma rede em análise, faz com que as acções de uns possam ter consequências significativas para outros participantes do sistema, tornando-se muito complicado determinar um ponto intermédio pelo qual cada um é responsável. A estas dificuldades acresce ainda o facto de as injeções e os consumos individuais de energia serem variáveis, tornando a rede variável. Em consequência, as condições do sistema alteram-se quer no tempo quer no espaço, uma vez que se altera a própria extensão de rede utilizada por um qualquer utilizador.

Em suma, a imposição de carga nas linhas terá de ter especial atenção à linha rosa já que em alturas de consumo existia uma fonte produtora, o parque eólico, que reduzia a exigência por parte da “SE D” para alimentar as cargas em outras linhas.

Neste caso, a ligação ao PRE era uma ligação exclusiva, ou seja, a linha rosa não fazia qualquer outra ligação a outros clientes só ao PRE, e por isso a imposição de carga na SE bastava ser nula. Caso a ligação entre o PRE e a SE não fosse exclusiva e houvesse também cargas (clientes) ligadas, o processo a adoptar seria diferente do de impor o valor nulo na linha de ligação ao PRE. A existência de uma fonte geradora faria um agravamento na verdadeira carga, sendo necessário a verificação da ponta assíncrona da linha retirando o contributo da geração do PRE e, agravando essa mesma ponta assíncrona da SE em análise, bem como, a da própria linha.

Foram então estipulados os valores de ponta assíncrona presentes na Tabela 3.6:

Tabela 3.6-Valores usados na imposição das pontas assíncronas nas linhas da SE em rede mista.

Linha	Ponta
	Máxima [A]
L. Azul	192
L. Amarela	252
L. Verde	136
L. Vermelha	94
L. Laranja	84
L. Rosa	0

Com estes valores impostos, podemos calcular a ponta da “SE D” através da expressão (3.2) que tomará o seguinte valor:

$$S_{SE} = (\sqrt{3} \times 192 \times 10 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 252 \times 10 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 136 \times 10 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 94 \times 10 \times 10^3 + \sqrt{3} \times 84 \times 10 \times 10^3 + 0 = 13.38 \text{ MVA}$$

3.4 - Cenário: Perda de TP

Após o estudo da tipologia da rede, da verificação das subestações que podem servir de recurso à SE em estudo, e da imposição de carga nas linhas é necessário o estudo de cenários de perda de elementos na SE para a elaboração de um plano de contingência, neste caso, estabelecendo o cenário de perda de transformador de potência.

Para o estudo de trânsito de potências usou-se um *software* corporativo de nome, DPLAN.

Este *software* é capaz de verificar violações de correntes nas linhas bem como violações de tensões nos utilizadores da rede, e violações de potência fornecida nas subestações, alertando o utilizador através de uma penalização de custo, em que cada violação corresponde a um incremento de custo, no custo da situação de exploração actual.

3.4.1 - Rede urbana

A “SE A” situada em rede urbana possui um único TP. Em caso de falha desse TP, a rede MT que a “SE A” detém ficará sem alimentação, sendo necessário o seu restabelecimento através das SE recursivas, que estão ao seu redor na sua área de influência.

Após a situação de perda de TP simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 1: com as linhas azul, amarela e laranja;
- SE 3: com a linha verde;

Sendo que com esta disposição poder-se-á alimentar toda a rede pertencente à “SE A”, sem que haja qualquer violação na rede.

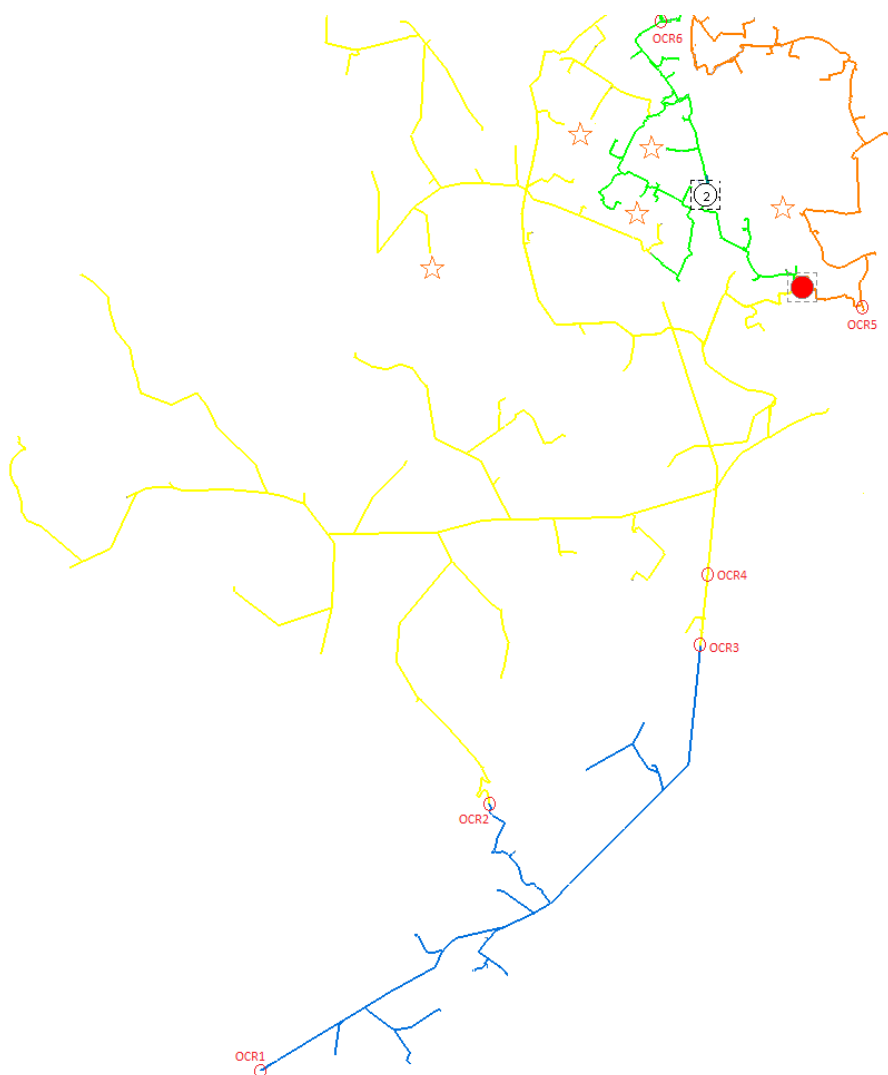


Figura 3.15-Situação final da rede urbana, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo por base as Figura 3.2 e 3.3 para comparação com a Figura acima indicada, verifica-se que a linha rosa da “SE A” é socorrida parcialmente pela linha azul e amarela da SE 1, e foi parcialmente alimentada para que conseguisse chegar com a linha amarela ao barramento da “SE A”, pois a linha amarela estava a alimentar menor carga na sua situação normal de exploração do que a linha azul.

Para alcançar essa situação, teve que se alimentar as cargas da linha rosa por duas linhas diferentes, procedendo à abertura do OCR 2 e OCR 3, e ao fecho de OCR 1 imediatamente após da abertura destes. Para a alimentação do resto das cargas existentes da linha rosa, procedeu-se ao fecho do OCR 4, alimentando assim as restantes cargas, bem como, o barramento da “SE A” fechando o disjuntor de painel da linha rosa na “SE A”.

A alimentação do barramento, neste cenário, é uma mais-valia, porque consegue-se alimentar outras linhas da “SE A” usando a linha que serviu de recurso à linha rosa, isto se não houver violações de corrente nem de tensões na rede MT.

Para tal, usou-se a linha amarela da SE 1 através do barramento da “SE A”, para a alimentação das linhas azul e amarela da “SE A”.

A linha vermelha da “SE A” foi alimentada pela linha laranja da SE 1 através do fecho do OCR 5, enquanto a linha roxa foi alimentada pela linha verde da SE 3 através do fecho do OCR 6. Sendo assim, toda a área da “SE A”, foi realimentada recursivamente pelas outras subestações ao redor. Assim, neste cenário simulado, esta “SE A” tem um impacto nulo de perda de fornecimento de carga e facilmente se poderá repor a energia aos clientes normais, bem como aos clientes prioritários.

Tabela 3.7-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE A”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Rosa	70	43	OCR 2; OCR 3	OCR 1	SE 1	Azul	260	480	360
2	Rosa	70	57	-	OCR 4	SE 1	Amarela	90	240	255
3	Amarela	60	100	-	Disjuntor do painel	SE 1	Amarela	150	240	255
4	Azul	59	100	-	Disjuntor do painel	SE 1	Amarela	209	240	255
5	Roxa	189	100	-	OCR 6	SE 3	Verde	316	480	420
6	Vermelha	66	100	-	OCR 5	SE 1	Laranja	80	480	285

Tabela 3.8-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE A”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Rosa	30	1,6	0,00	C	-
2	Rosa	40	2,1	0,00	C	-
3	Amarela	60	3,1	0,00	C	-
4	Azul	59	3,0	0,00	C	-
5	Roxa	190	9,9	0,00	C	-
6	Vermelha	66	3,4	0,00	B	-

3.4.2 - Rede rural

A “SE B” situada em rede rural possui um único TP. Em caso de falha desse TP, a rede que a SE detém ficará sem energia, portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas presentes na sua área de influência.

Após a situação de perda de TP simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 2: com a linha vermelha;
- SE 3: com a linha azul;

Com esta disposição poder-se-á alimentar toda a rede pertencente à “SE B”, sem que haja qualquer violação na rede.

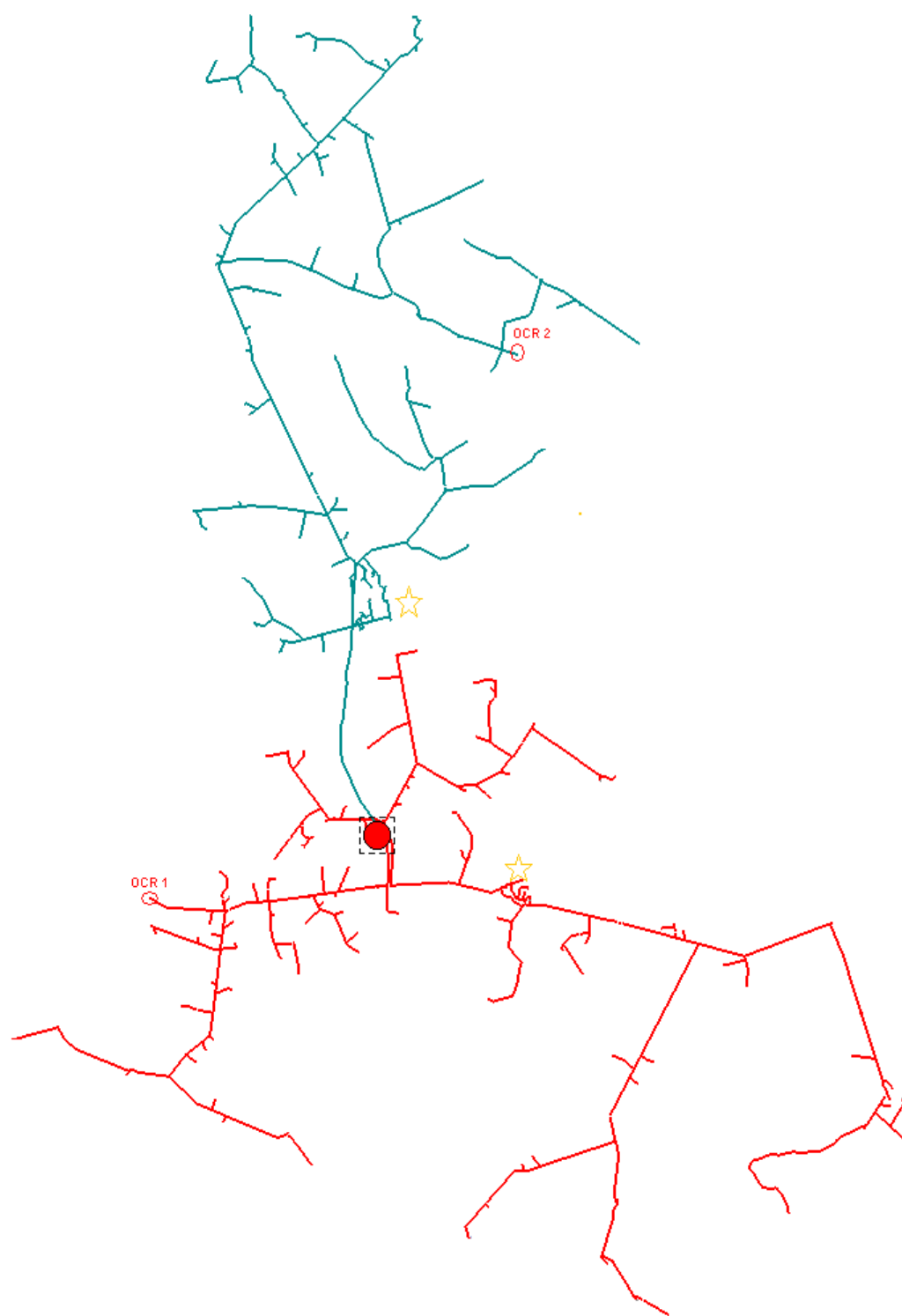


Figura 3.16-Situação final da rede rural, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo em conta a Figura 3.5 e 3.6 para comparação com a Figura 3.16, verifica-se que a linha vermelha da SE 2 socorre as linhas verde e amarela da “SE B”, sendo que com o fecho do OCR 1 alimenta-se directamente a linha verde e posteriormente com o fecho do disjuntor de painel da linha verde presente na “SE B” consegue-se alimentar o barramento e

posteriormente alimentar a linha amarela, não sendo possível no entanto, a alimentação da linha rosa da “SE B” devido a ser excedida a potência instalada na SE 2 e à penalização por entrega defeituosa de tensão aos clientes finais desrespeitando a norma presente em [13]. Por isso a linha rosa da “SE B” é socorrida pela linha azul da SE 3.

Assim, toda a área da “SE B”, foi realimentada recursivamente pelas outras subestações ao redor, por isso, neste cenário esta SE tem um impacto nulo de perda de fornecimento de carga e facilmente consegue-se repor a energia aos clientes normais bem como aos clientes prioritários.

Tabela 3.9-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas proteções e linhas, para a “SE B”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Verde	23	100	-	OCR 1; Disjuntor de Painel	SE 2	Vermelha	199	960	360
2	Amarela	60	100	-	Disjuntor do painel	SE 2	Vermelha	259	960	360
3	Rosa	65	100	-	OCR 2	SE 3	Azul	91	240	360

Tabela 3.10-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE B”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Rosa	23	1,2	0,00	C	-
2	Rosa	60	3,1	0,00	C	-
3	Amarela	65	3,4	0,00	C	-

3.4.3 - Rede industrial

A “SE C” situada em rede industrial possui dois TP. Em caso de falha desses TP, a rede que a “SE C” possui ficará sem energia portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao seu redor.

Após a situação de perda de TP simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 2: com a linha azul;

Sendo que com esta disposição consegue-se alimentar toda a rede pertencente à “SE C”, sem que haja qualquer violação na rede.

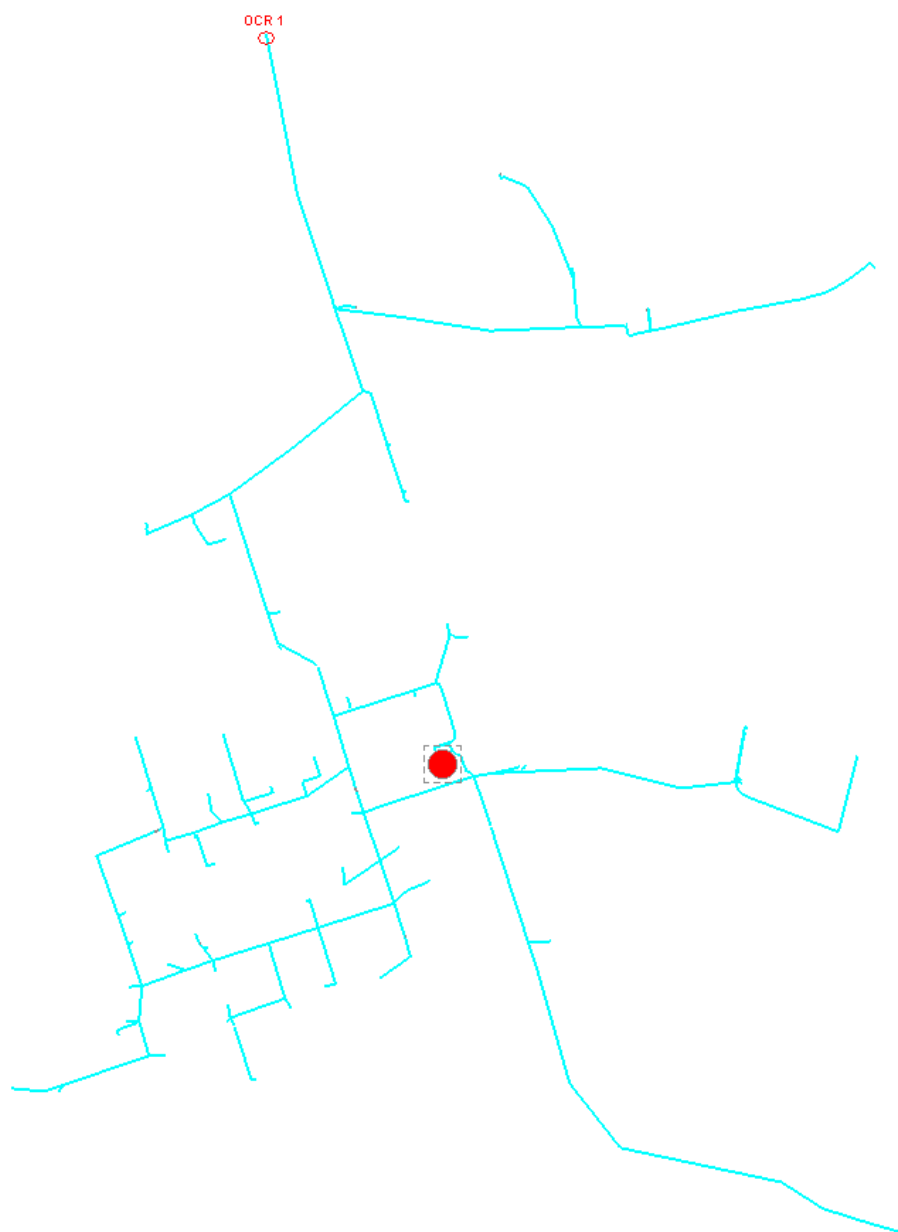


Figura 3.17-Situação final da rede industrializada, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de risco utilizados.

Comparando as Figura 3.8 e 3.9 com a Figura 3.17, verifica-se que a linha amarela é socorrida pela linha azul da SE 2 através do fecho do OCR 1. Essa linha além de alimentar a linha amarela irá alimentar a linha vermelha através da alimentação do barramento da “SE C” pela actuação do disjuntor do painel da linha presente na “SE C”.

Assim, toda a área da SE de rede industrializada, foi realimentada recursivamente pela SE 2, e neste cenário a “SE C” tem um risco nulo de perda de fornecimento de carga e facilmente se poderá repor a energia a todos os seus clientes. Já que se trata de uma rede fortemente industrializada e todos os clientes são prioritários é importante que se consiga, como foi feito, a alimentação de todos os clientes. No entanto, fica a salvaguarda que, caso haja uma expansão da área industrializada ou algum reforço de potência contratada, a linha

azul da SE 2 não conseguirá aguentar mais potência, já que se encontra muito próximo do seu limite operacional, entrando consequentemente em sobrecarga, como se pode verificar na Tabela 3.11, com a situação de perda de TP na “SE C”.

Tabela 3.11-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas, para a “SE C”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Amarela	145	100	-	OCR 1	SE 2	Azul	260	400	360
2	Vermelha	98	100	-	Disjuntor do painel	SE 2	Azul	358	400	360

Tabela 3.12-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga, para a “SE C”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Amarela	145	7,5	0,00	A	-
2	Vermelha	98	5,1	0,00	A	-

3.4.4 - Rede mista

A “SE D” situada em rede mista possui um único TP. Em caso de falha desse TP, a rede que a “SE D” possui ficará sem energia e portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao seu redor.

Após a situação de perda de TP simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 1: com a linha azul;
- SE 3: com a linha verde;

Sendo que com esta disposição consegue-se alimentar a maior área possível da rede MT pertencente a “SE D”, sem que haja qualquer violação na rede.

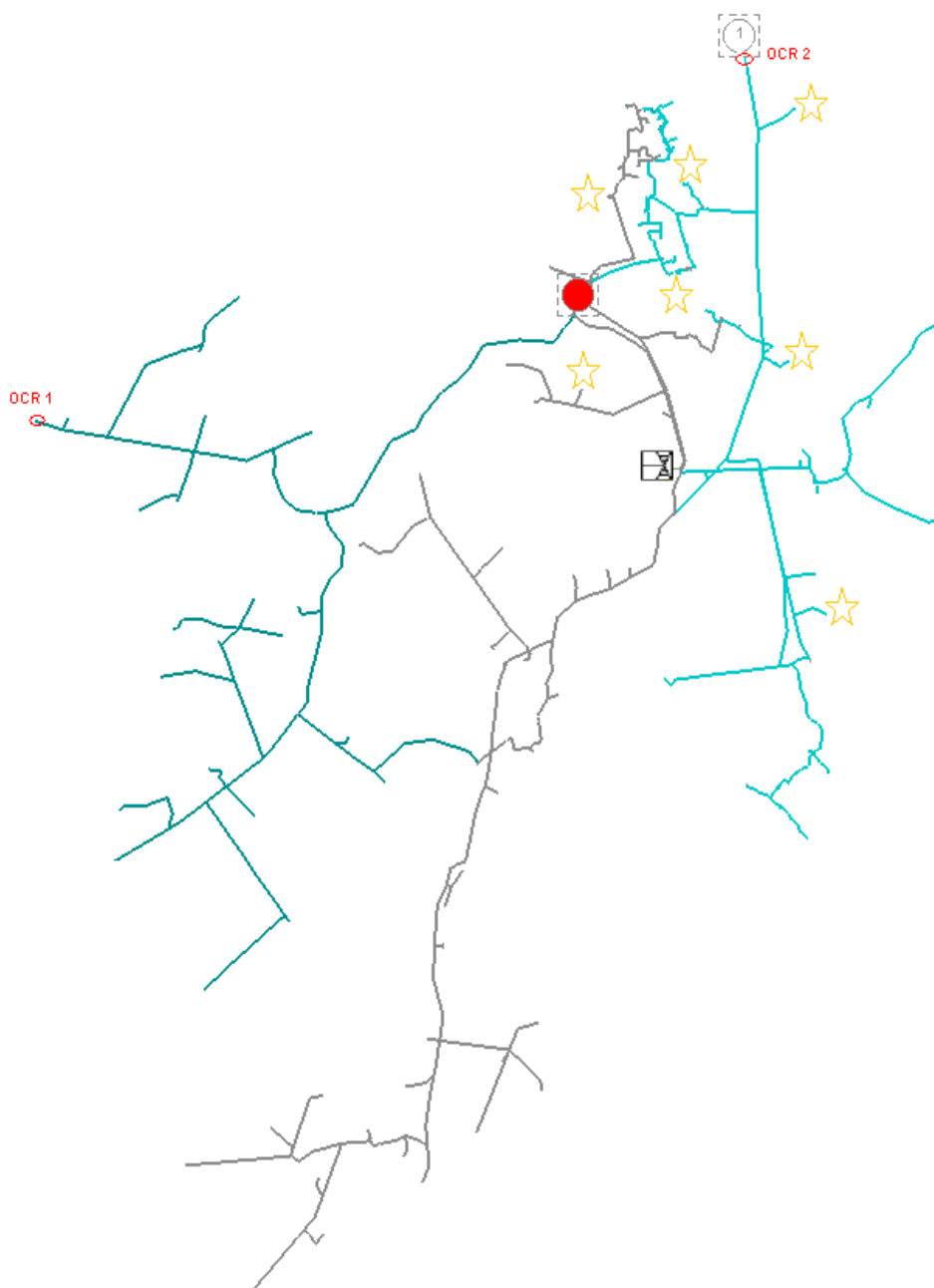


Figura 3.18-Situação final da rede mista, em cenário de perda de TP, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo por base a Figura 3.11 e 3.12 para comparação com a Figura 3.18, verifica-se que existem linhas que não se conseguiram alimentar por outras subestações ao seu redor, sendo o caso das linhas amarela e linha azul.

A linha azul, uma linha de aproximadamente 5km, com características que se identifica como zona urbana e possui uma ponta assíncrona de 192 A e detendo um cliente prioritário,

só tinha como alternativas a alimentação pela linha azul da SE 1, ou pela linha vermelha também da SE 1, e pelo barramento da “SE D”. No caso da alimentação pela linha azul da SE 1 a alimentar também a linha azul da “SE D”, teria que se deixar de alimentar a linha laranja que contém 5 cargas prioritárias e por isso, não é uma alternativa. Optando pela alimentação pela linha vermelha da SE 1, existiria uma falta de potência instalada por parte da SE 1, sendo que seria outra opção inválida. A opção restante que era a alimentação pelo barramento, tornou-se inválida, devido à grande lacuna de falta de potência das subestações adjacentes à área da “SE D”.

A linha amarela, tem cerca de 29 km de expansão e uma ponta assíncrona de 252 A, a qual possui uma carga prioritária. Devido ao valor da sua ponta seria de difícil restauração, no entanto poderia ser alimentada parcialmente, caso existissem órgãos de corte de rede estrategicamente colocados, ou com a melhoria de reforço de potência instalada nas interligações com as subestações 7, 8, 3, pois estas já se encontram a operar no seu limite de potência instalada.

Todavia, consegue-se alimentar com sucesso, as linhas vermelha, verde e laranja da “SE D”. A alimentação da linha laranja é conseguida através da actuação do OCR 2, fechando o disjuntor de painel na “SE D” e alimentando o barramento da “SE D”, que alimentará a linha verde usando como recurso a linha azul da SE 1 que ficará, com esta manobra, com um valor de corrente admissível na linha próximo do seu limite operacional.

Quanto à linha vermelha, a sua restauração energética é conseguida através do fecho do OCR 1, usando assim como recurso a linha verde da SE 3.

A linha rosa, é uma ligação exclusiva a uma PRE, portanto como já foi referido anteriormente, e devido à sua aleatoriedade operacional, não será considerada para o plano contingência, tendo como tal valor nulo.

Tabela 3.13-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas proteções e linhas, para a “SE D”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Laranja	84	100	-	OCR 2; Disjuntor de painel	SE 1	Azul	309	426	360
2	Verde	136	100	-	Disjuntor de painel	SE 1	Azul	352	426	360
3	Vermelha	94	100	-	OCR 1	SE 3	Verde	246	426	360
4	Amarela	252	0	-	-	-	-	-	426	360
5	Azul	192	0	-	-	-	-	-	426	360
6	Rosa	0	0	-	-	-	-	-	360	360

Tabela 3.14-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga para a “SE D”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Laranja	84	1,5	0,00	C	-
2	Verde	136	2,4	0,00	B	-
3	Vermelha	94	1,6	0,00	C	-
4	Amarela	0	0,0	4,33	C	7,32
5	Azul	0	0,0	3,29	B	8,80
6	Rosa	0	0,0	0,00	-	-

3.5 - Cenário: Perda de barramento MT

Após o estudo da tipologia da rede, da verificação das subestações que podem servir de recurso a SE em estudo, e da imposição de carga nas linhas é necessário o estudo de cenários de perda de elementos na SE para a elaboração de um plano de contingência, neste caso, estabelecendo o cenário de perda do barramento MT.

Para o estudo de trânsito de potências usou-se um *software* corporativo de nome, DPLAN.

Este *software* é capaz, como já foi referido anteriormente, de verificar violações de correntes nas linhas e cabos bem como violações de tensões nos utilizadores da rede, e violações de potência fornecida nas subestações, alertando o utilizador do programa através de uma penalização de custo, sendo que cada violação corresponde a um incremento de custo.

3.5.1 - Rede urbana

A “SE A” possui um único barramento de tipologia simples em ambiente fechado. Em caso de falha desse barramento, a rede MT que a “SE A” detém ficará sem energia por isso terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao redor da sua área de influência.

Após a situação de perda de barramento simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 1: com a linha azul e laranja;
- SE 3: com a linha verde;

Com esta disposição consegue-se alimentar o máximo possível da rede MT da “SE A” sem que haja qualquer violação na rede.

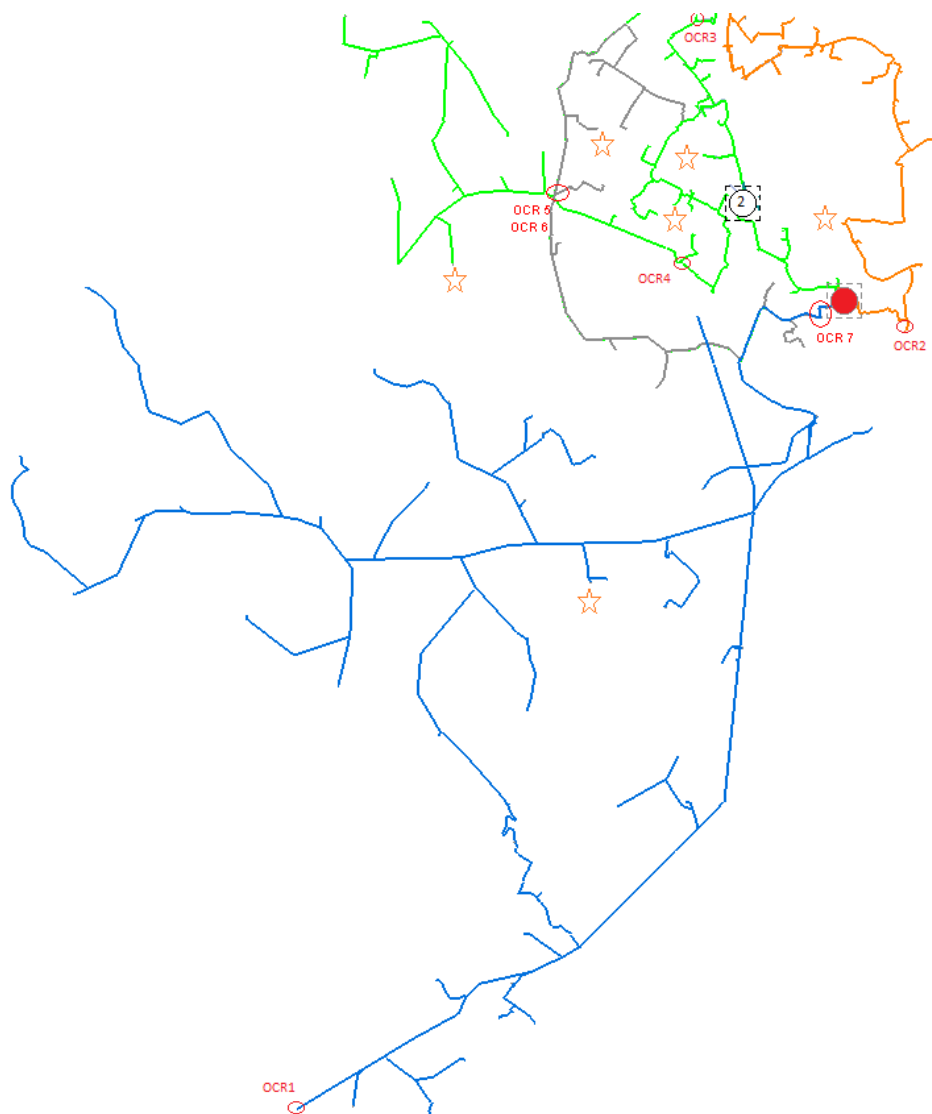


Figura 3.19-Situação final da rede urbana, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo em conta a Figura 3.2 e a Figura 3.3 para comparação com a Figura 3.19, verifica-se que a linha rosa da “SE A” é socorrida desta vez totalmente pela linha azul da SE 1.

Como o barramento não se encontra disponível, é necessário encontrar soluções exteriores à própria SE de maneira a descobrir alternativas recursivas para a alimentação das linhas da “SE A”.

Portanto, a linha vermelha da “SE A” foi alimentada pela linha laranja da SE 1 através do fecho do OCR 2, enquanto a linha roxa foi alimentada pela linha verde da SE 3 através do fecho do OCR 3. A linha azul será totalmente alimentada pelo fecho do OCR 7. A linha amarela terá que se abrir os OCR 5 e 6 e para alimentar a linha fechar o OCR 4 em que a linha da SE recursiva que alimentará a linha Amarela da “SE A” é a linha verde da SE 3.

No entanto nem toda a área da “SE A”, foi realimentada recursivamente pelas outras subestações ao redor, tendo como exemplo a linha amarela em que só 24% da linha foi reposta devido a uma violação de corrente no troço da linha verde da SE 3.

Neste cenário esta “SE A” tem um impacto de perda de fornecimento de carga e necessitará de uma análise de investimento para a melhoria da rede, e caso aconteça este cenário, não se conseguirá repor a energia a todos os clientes normais nem ao cliente prioritário existente na linha amarela da “SE A”.

Tabela 3.15-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas proteções e linhas.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Rosa	70	100	-	OCR 1	SE 1	Azul	300	480	360
2	Vermelha	66	100	-	OCR 2	SE 1	Laranja	80	480	285
3	Roxa	189	100	-	OCR 3	SE 2	Verde	316	480	420
4	Azul	59	100	-	OCR 7	SE 1	Verde	375	480	420
5	Amarela	60	24	OCR 5; OCR 6	OCR 4	SE 2	Verde	392	480	420

Tabela 3.16-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE A”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Rosa	70	3,6	0,00	C	-
2	Vermelha	66	3,4	0,00	B	-
3	Roxa	189	9,8	0,00	C	-
4	Azul	59	3,0	0,00	C	-
5	Amarela	14,4	0,7	2,36	C	4,30

3.5.2 - Rede rural

A “SE B” possui um único barramento de tipologia simples em ambiente fechado. E em caso de falha desse barramento, a rede MT da “SE B” ficará sem energia portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao seu redor.

Após a situação de perda de barramento simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 2: com a linha vermelha;
- SE 3: com a linha verde;
- SE 5: com a linha azul

Através desta disposição poder-se-á alimentar toda a rede MT pertencente à “SE B”, sem que haja qualquer violação na rede.

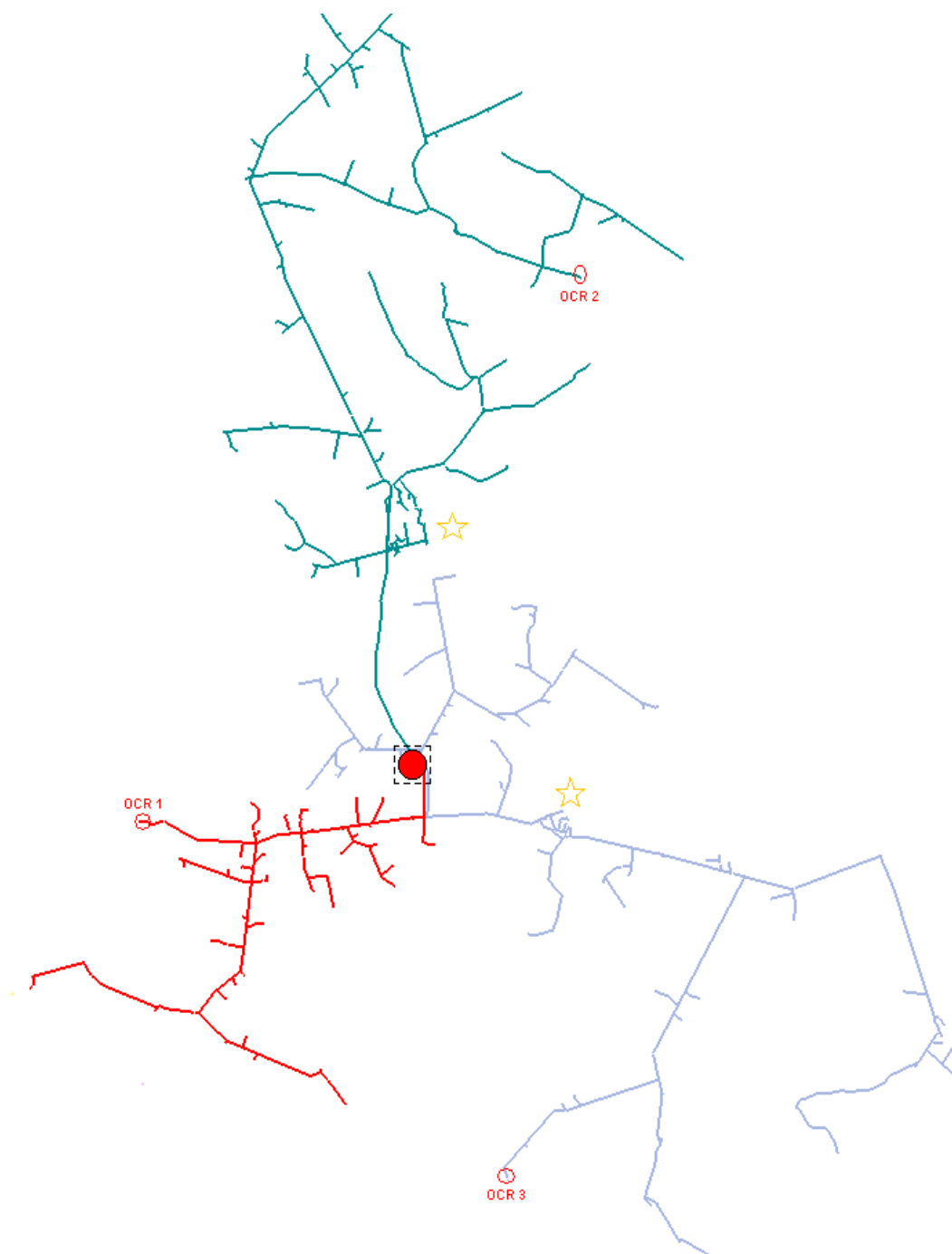


Figura 3.20-Situação final da rede rural, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo em conta as Figura 3.5 e 3.6, comparando com a Figura 3.20, verifica-se que a linha verde da “SE B” é socorrida totalmente pela linha vermelha da SE 2, pelo fecho do OCR 1. No entanto, e como se trata de um cenário em que o barramento não se encontra disponível, as restantes linhas serão alimentadas, ao contrário do cenário anterior para o mesmo caso, por outros elementos de corte da rede. Por isso a linha amarela da “SE B” será socorrida pelo fecho do OCR 3 bem como a linha rosa pela acção de fecho do OCR 2.

Portanto, toda a área da “SE B”, foi realimentada recursivamente pelas outras subestações ao redor, neste cenário esta SE tem um risco nulo de perda de fornecimento de carga conseguindo repor a energia aos clientes normais e aos clientes prioritários existentes nas linhas rosa e amarela da “SE B”.

Tabela 3.17-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas proteções e linhas para a “SE B”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Verde	23	100	-	OCR 1	SE 2	Vermelha	219	960	360
2	Rosa	65	100	-	OCR 2	SE 3	Verde	91	960	360
3	Amarela	60	100	-	OCR 3	SE 5	Azul	85	240	360

Tabela 3.18-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE B”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Verde	23	1,2	0,00	C	-
2	Rosa	65	3,4	0,00	C	-
3	Amarela	60	3,1	0,00	C	-

3.5.3 - Rede industrial

A “SE C” possui um único barramento de tipologia simples em ambiente fechado. Em caso de falha desse barramento, a rede MT que a “SE D” possui ficará sem energia portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao seu redor.

Após a situação de perda de barramento simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas a seguinte:

- SE 2: com a linha azul;

Assim, com esta disposição consegue-se alimentar toda a rede MT pertencente à “SE C”, sem que haja qualquer violação na rede.

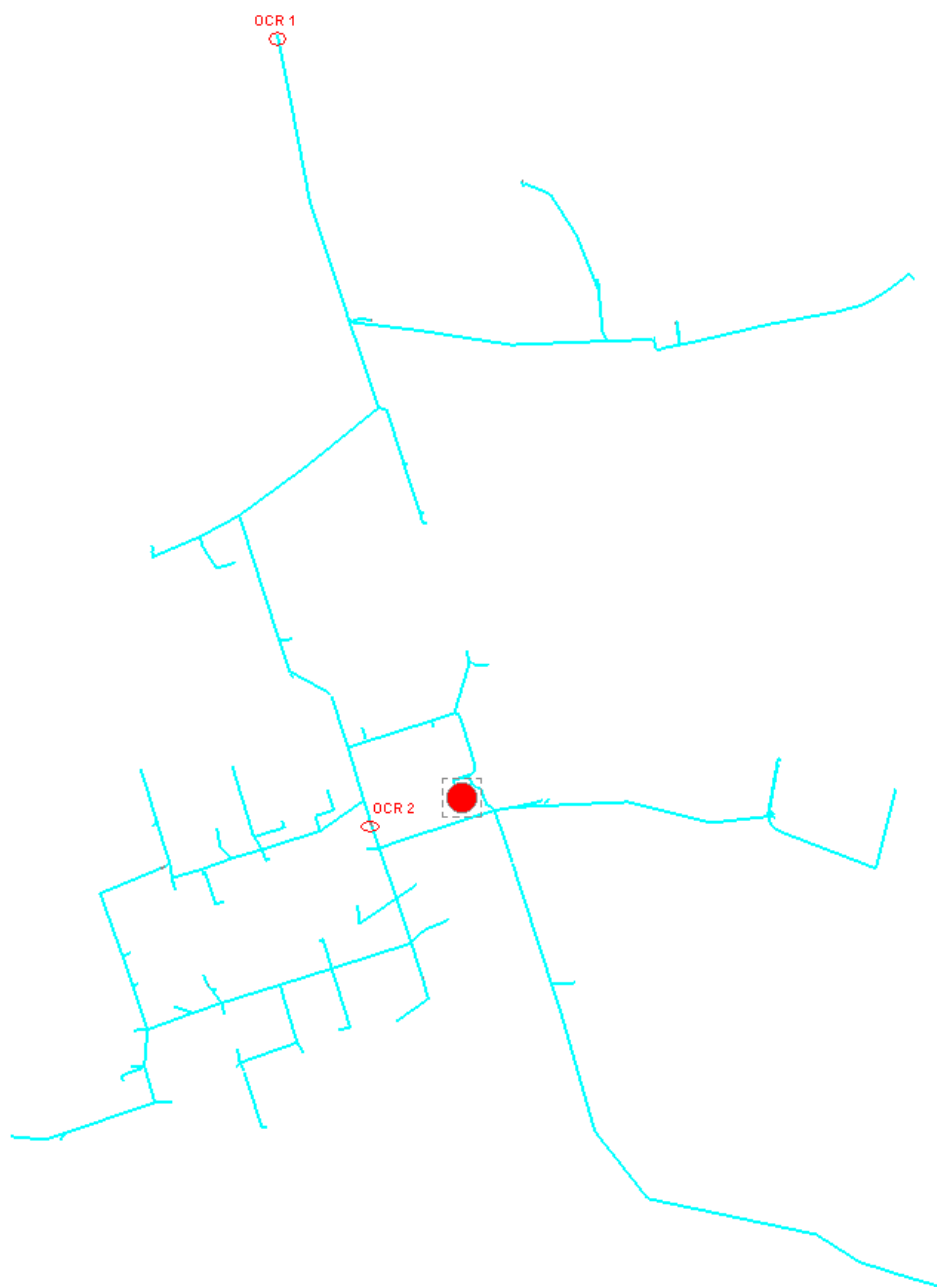


Figura 3.21-Situação final da rede industrial, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação do OCR utilizado.

Analisando as Figura 3.8 e 3.9, comparando com a Figura 3.21, verifica-se que a linha amarela da “SE C” é socorrida, tal como no cenário de perda de TP, pela acção de fecho do OCR 1, no entanto, neste cenário é imposto que o barramento da “SE C” não esteja disponível, sendo por isso inevitável encontrar outro aparelho de corte de rede de maneira a contornar este problema.

Após a análise das interligações nesta “SE C”, verifica-se que só contem 2 interligações pela mesma linha amarela, ou seja, possui interligação com a SE 2 com as linhas azul e verde, no entanto, e por motivos de perigo de sobrecarga na linha verde da SE 2, tornou-se assim, uma alternativa inviável.

Posto isto, a forma de alimentar a linha vermelha da “SE C” seria através da linha azul da SE 2, mas a manobra terá de ser feita dentro da própria rede, ou seja através da reconfiguração da rede MT afectada existente.

Em suma, a linha vermelha é socorrida pela acção de fecho do OCR 2, que coloca a linha azul próximo do limite de sobrecarga como se pode ver na Tabela 3.19.

Toda a área da “SE C”, foi realimentada recursivamente pela SE 2, numa só linha. Neste cenário esta SE tem um risco nulo de perda de fornecimento de carga conseguindo repor a energia completamente aos seus clientes.

Tabela 3.19-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de barramento, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas para a “SE C”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Amarela	145	100	-	OCR 1	SE 2	Azul	260	400	360
2	Vermelha	98	100	-	OCR 2	SE 2	Azul	358	400	360

Tabela 3.20-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, num cenário de perda de barramento, bem como a classificação RQS da carga para a “SE C”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Amarela	145	7,5	0,00	C	-
2	Vermelha	98	5,1	0,00	C	-

3.5.4 - Rede mista

A “SE D” possui um único barramento de tipologia simples em ambiente fechado. No caso de falha desse barramento, a rede MT que a SE detém ficará sem energia e, portanto terá que se restabelecer o serviço através das SE recursivas, que estão ao seu redor.

Após a situação de perda de barramento simulada, verificou-se que se pode usar como subestações recursivas as seguintes:

- SE 1: com a linha azul;
- SE 3: com a linha verde;

Assim com esta disposição poder-se-á alimentar o máximo possível da rede MT pertencente à “SE D”, sem que haja qualquer violação na rede.

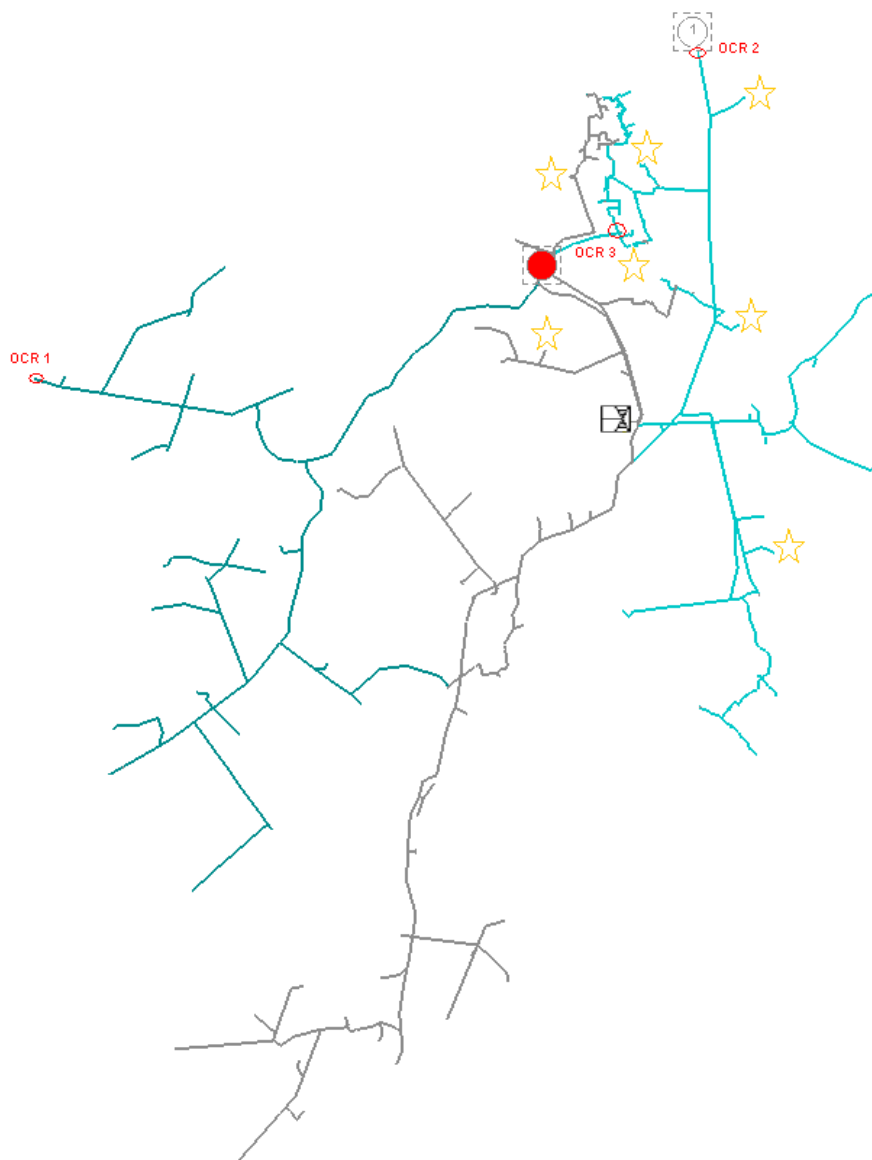


Figura 3.22-Situação final da rede mista, em cenário de perda de barramento, alimentada por subestações recursivas, com indicação dos órgãos de corte de rede utilizados.

Tendo por base a Figura 3.11 e a Figura 3.12 e comparando com a Figura 3.22, verifica-se que existem linhas que não se conseguiram alimentar por outras subestações ao seu redor, como é o caso das linhas amarela e linha azul, tal como acontece no cenário de perda de TP.

No caso da linha azul, que contém um cliente prioritário, tinha como alternativa a alimentação pela linha azul da SE 1, ou pela linha vermelha também da SE 1, contudo, no caso da alimentação pela linha azul ao alimentar a também linha azul da “SE D”, teria que deixar de alimentar a linha laranja que contém 5 cargas prioritárias e por isso, não é uma alternativa. Optando pela alimentação pela linha vermelha da SE 1, existiria uma falta de potência instalada por parte da SE 1, sendo que seria outra opção inválida. A linha amarela, que possui uma carga prioritária, já de si devido ao valor da sua ponta seria de difícil restauração, no entanto poderia ser alimentada parcialmente caso existissem órgãos de corte

de rede estrategicamente colocados, bem como a melhoria de reforço de potência instalada nas interligações com as subestações 7, 8, 3, porque estas já estão praticamente a operar no seu limite de potência instalada.

Todavia, consegue-se alimentar com sucesso, a linha vermelha, verde e laranja da “SE D”. A linha laranja é alimentada tal como no cenário de perda de TP, através do fecho do OCR 2. Como o barramento da “SE D” não se encontra disponível, a reposição de serviço da linha verde não será feita através do seu disjuntor de painel na “SE D”, mas através do fecho do OCR 3, a linha de recurso a estas linhas (linha azul da SE 1) ficará com esta manobra com um valor de corrente admissível mas próximo do seu limite operacional.

Já a linha vermelha, a sua restauração energética é conseguida através do fecho do OCR 1, usando assim como recurso a linha verde da SE 3.

A linha rosa, é uma ligação exclusiva a uma PRE, portanto como já foi dito anteriormente, e devido à sua aleatoriedade operacional, não será considerada para o plano contingência, tendo como tal valor nulo.

Neste cenário esta “SE D” tem um risco de perda de fornecimento de carga e caso aconteça este cenário, não se conseguirá repor a energia a todos os clientes normais nem ao cliente prioritário existentes na linha amarela e azul da “SE D”.

Tabela 3.21-Quadro resumo da sequência de operações a usar em cenário de perda de TP, bem como as correntes nas linhas, e correntes admissíveis nas protecções e linhas para a “SE D”.

Operação	Linha	I (A)	%	Manobras		Instalação Recurso		I total (A)	I admissível (A)	
				Abrir	Fechar	SE	Linha		Painel	Linha
1	Laranja	84	100	-	OCR 2	SE 1	Azul	309	426	360
2	Verde	136	100	-	OCR 3	SE 1	Azul	352	426	360
3	Vermelha	94	100	-	OCR 1	SE 3	Verde	246	426	360
4	Amarela	252	0	-	-	-	-	-	426	360
5	Azul	192	0	-	-	-	-	-	426	360
6	Rosa	0	0	-	-	-	-	-	360	360

Tabela 3.22-Quadro resumo das cargas alimentadas e não alimentadas, bem como a classificação RQS da carga para a “SE D”.

Operação	Linha	Carga Alimentada		Carga Não Alimentada		
		I (A)	S (MVA)	S (MVA)	Zona RQS	P. Inst. (MVA)
1	Laranja	84	1,5	0,00	C	-
2	Verde	136	2,4	0,00	B	-
3	Vermelha	94	1,6	0,00	C	-
4	Amarela	0	0,0	4,33	C	7,32
5	Azul	0	0,0	3,29	B	8,80
6	Rosa	0	0,0	0,00	-	-

3.6 - Síntese

Neste capítulo foi explicada a imposição de cargas assíncronas ou síncronas no procedimento da elaboração de um plano de contingência de uma SE, em que a imposição de carga assíncrona é a que traduz um cenário mais desfavorável de ponta de uma SE pois verifica-se o máximo possível alguma vez registado pela telecontagem durante um determinado período de estudo, enquanto no procedimento de ponta síncrona verifica-se o máximo de carga da SE, mas pode não corresponder aos máximos de carga de cada linha.

Após a análise de pontas assíncronas de cada SE em estudo, procedeu-se à análise dos seus planos de contingência, divididos em dois cenários:

- Perda de transformação por parte da SE;
- Perda/indisponibilidade do barramento de média tensão;

Estes dois cenários foram escolhidos devido ao maior impacto de perda da subestação na rede que está a alimentar, sendo por isso dois cenários pessimistas com todo o interesse na análise, para se obter uma avaliação de impacto da perda das subestações em estudo. Com isso pode-se precaver situações embaraçosas e desnecessárias numa perspectiva de antecipar estes eventos com um conjunto de procedimentos/manobras resultantes da análise dos cenários enunciados anteriormente, para assim se conseguir a reposição energética da SE em

causa, e assim atenuar os efeitos negativos que se poderá obter na sociedade bem como as consequentes penalizações presentes nas normas de qualidade de serviço [14].

No entanto, um plano de contingência de uma subestação não serve apenas para obter um conjunto de manobras a efectuar em caso de falha da SE, serve também para grandes acções de manutenção, onde se exija a desligação dos transformadores de potência da SE ou até a substituição do seu barramento. Através de um plano de contingência poderá verificar-se se as cargas que estariam a ser alimentadas pela SE em trabalhos programados (manutenção) e averiguar se é possível “realocar” essas cargas para as subestações que fazem interligação com a SE em manutenção, mantendo a continuidade de serviço.

Capítulo 4

Programa desenvolvido para a análise do risco

4.1 - Descrição do problema

Neste capítulo será apresentada a metodologia implementada, os pressupostos assumidos na sua implementação e a necessidade da ferramenta criada.

O objectivo consiste em criar uma metodologia que permita efectuar uma análise de risco de uma SE que avalie o impacto de perda de uma SE, caso a sua rede MT não consiga ter uma reposição energética completa através das subestações que estão ao redor da sua área de influência. Após a análise de risco poder-se-á realizar-se uma análise de custos, onde se procede a uma comparação entre uma proposta de investimento na rede MT em estudo, com os encargos das penalizações da END e assim verificar qual a melhor opção a efectuar.

4.2 - Metodologia implementada

4.2.1 - Análise de risco

O que é uma de análise de risco? Bem, em resposta à questão, uma análise de risco é o processo de avaliar em que medida é que um certo evento seja ou não aceitável para uma organização, e determinar qual o impacto ou consequência, caso se assuma ou não o risco do evento vir a acontecer.

Existem diversas técnicas de análise de risco discutidas em [18], sendo uma delas, precaver cenários de ameaças ou de vulnerabilidades e para cada cenário prever os respectivos prejuízo / recursos a envolver de forma a minimizar o seu impacto.

Actualmente, a EDP distribuição, após elaborar um plano de contingência, procede sempre a uma análise de risco para a avaliação do impacto da consequência de perda de uma SE.

No entanto, assume uma análise subjectiva quanto ao impacto real da SE. Essa análise é formalizada através de uma matriz de tipologia *versus* consequências, evidenciados na Figura 4.1, que é uma ferramenta de análise qualitativa do risco. Na verdade, é um instrumento que permite priorizar os riscos. Logicamente por ser qualitativa tem uma grande dose de subjectividade mas é útil.

A matriz especifica as combinações de diversas tipologias das SE e as consequências que levam à classificação dos riscos como sendo de prioridade muito baixa, baixa, média, alta ou muito alta. Nestes dois últimos casos as zonas de alto risco devem ser tratadas prioritariamente.

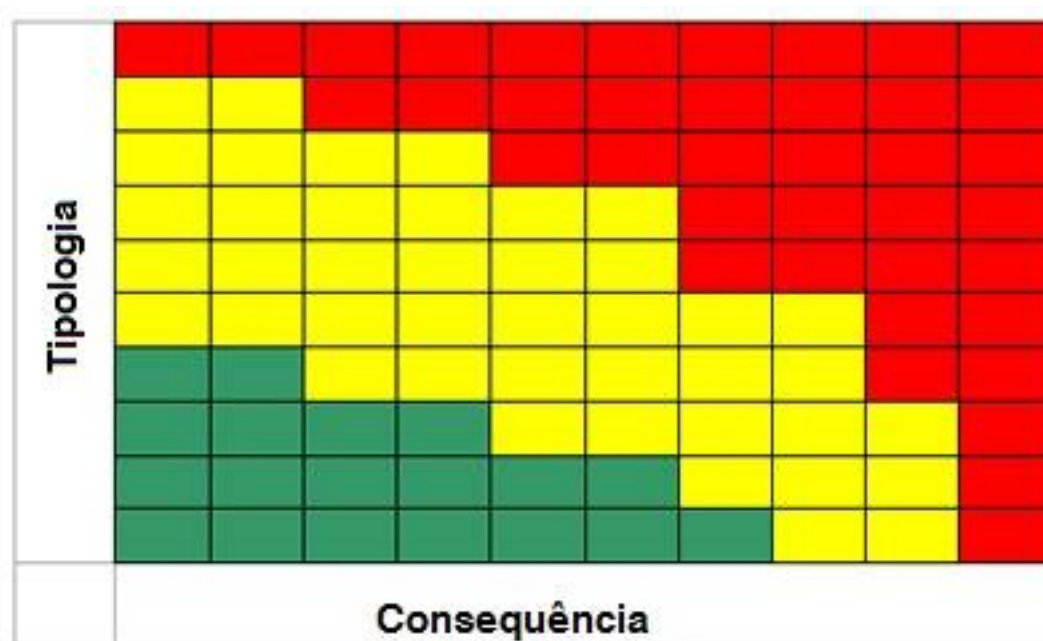


Figura 4.1-Matriz de risco usada para a análise de risco na EDP distribuição.

A EDP determina a avaliação do risco através de tipologias das subestações em combinações subjectivas de probabilidade e impacto que resultam numa classificação de risco muito alto e alto que estão assinalados a vermelho, médio representado a amarelo e, ainda, baixo e muito baixo a verde.

A EDP distribuição considera de uma forma subjectiva essas diferentes tipologias de subestações estabelecendo uma probabilidade de defeito atribuindo-lhes um grau de impacto.

Esse estabelecimento é conhecido através da Tabela 4.1:

Tabela 4.1-Tabela de atribuição de pesos probabilísticos, por parte da EDP distribuição, nas diversas tipologias existentes em subestações.

Probabilidade				
M.Alta	Alta	Média	Baixa	M.Baixa
1 Linha AT	2 Linhas AT e 1 TP; Elemento* degradado; ou 1 Linha AT até 1 km	2 Linhas AT, 2 TP sem inter-barras MT	2 Linhas AT, 2 TP com inter-barras MT	2 Linhas AT, 2 TP com inter-barras MT ou duplo barramento e AT explorada em malha fechada.

* Elemento de rede AT degradado

A matriz de tipologia *versus* consequência pode ser usada para classificar os riscos de perda de alimentação de acordo com sua importância individual, também definidos pela EDP e apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2-Tabela de atribuição de importância por escalões desde muito baixo a muito alto, através da perda de carga nas diversas zonas RQS.

Consequência				
M.Baixa	Baixa	Média	Alta	M.Alta
<i>Excluí zonas RQS A e B; zona RQS C totalmente reposta</i>	<i>Totalmente reposta zona RQS A , 98% de reposição zonas RQS B e C</i>	<i>Perda de carga em zona RQS B e C > 1 MVA;</i>	<i>Sedes de concelho zona RQS B; zonas RQS A com perda > 1-2 MVA; Elevada percepção pública; 8-10 MVA carga cortada outras zonas RQS; Sedes de concelho zona RQS C</i>	<i>capitais de distrito, sedes de concelho A</i>

Todavia, com o desenvolver e o assimilar dos processos que a EDP efectua, verifica-se que a imposição de probabilidades por parte da empresa não assegura o estudo realizado nos planos de contingência, que é a perda de dois elementos muito importantes no sistema eléctrico de energia (perda de barramento e perda de TP). Há, portanto, a necessidade de definir de uma forma mais quantitativa para que haja um maior foco na análise efectuada, principalmente na perda desses dois elementos e não na tipologia da SE.

Sendo assim, a análise terá como objectivo:

- *Para cada cenário de perda quantificar a probabilidade da sua incidência*
- *Estimar o valor dos prejuízos que pode causar*
- *Estimar o custo do investimento para minimizar o risco*

O modelo proposto nesta dissertação para a avaliação de impacto de uma SE, seguirá o modelo que a EDP distribuição utiliza, com a diferença de que não se baseará numa matriz mas sim, numa relação de probabilidades quantitativas dos cenários elaborados nos planos de contingência anteriormente mencionados.

Esse modelo segue uma tipologia semelhante e discutida em [15] e [23], onde para uma determinada probabilidade de falha de um determinado elemento de uma SE, há uma consequência de perda de potência instalada, que indicará em três regiões diferentes ao nível de risco que esse cenário possa representar como indicado na Figura 4.2.

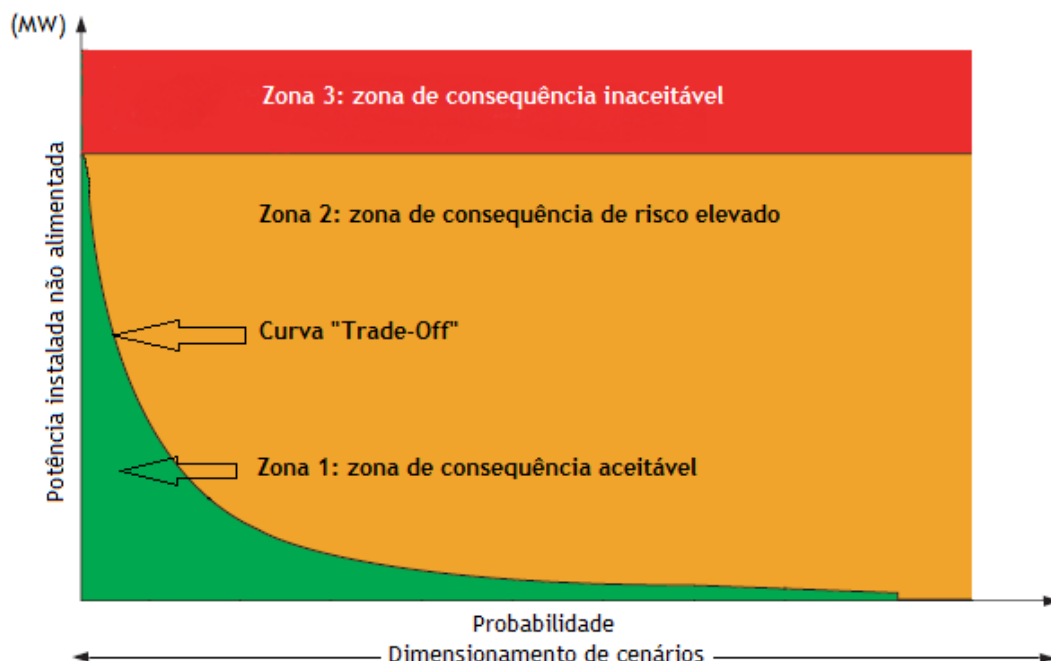


Figura 4.2-Metodologia gráfica da análise de risco aplicada nesta dissertação.

Estas três regiões diferenciáveis são semelhantes às regiões definidas na matriz de risco da EDP.

A zona 3 preenchida a vermelho, é uma zona de consequência inaceitável, que será definida pelo operador do sistema e que representará uma percentagem da potência instalada na SE em estudo. Caso um determinado evento caia nesta zona, existe a obrigatoriedade de um plano de investimento na rede MT.

A zona 2 preenchida a laranja, é uma zona de consequência com risco elevado na percepção pública. Esta zona, poderá ser alvo de melhorias na rede eléctrica após uma análise de custos de maneira a reduzir o seu risco. Assim é possível recolocar o cenário analisado na zona 1 preenchida a verde.

A zona 1 representada a verde, é uma zona de consequência de risco aceitável em que para o cenário que ficará nesta zona a EDP assume o risco de não conseguir alimentar a carga.

O delineamento da zona 1 e 2 passou por um processo de *trade-off* juntamente com a experiência técnica/profissional do departamento de estudo de rede da EDP Distribuição.

Trade-off segundo [16], [17] é uma expressão que define uma situação em que há conflito de escolha. Caracteriza-se por uma acção económica que visa a resolução de um problema com a condicionante de conduzir a outro, obrigando assim a uma escolha. Ocorre quando se abre mão de algum bem ou serviço para se obter outro bem ou serviço distinto.

Neste caso, a pergunta feita aos profissionais da EDP Distribuição foi: “Para um evento de probabilidade x [0; 0.25; 0.5; 0.75; 1] de uma subestação que alimenta maioritariamente uma rede designada pelo RQS y [A; B; C], e sabendo que se encontra na zona 2 (consequência de risco elevado) qual é a percentagem máxima de perda de potência instalada na subestação, admissível?” Obteve-se como resultado através dos dados obtidos, por resposta a um questionário (dados presentes em anexo para consulta), uma aproximação exponencial para cada caso, demonstradas a seguir:

- Subestação com rede MT maioritariamente classificada como zona RQS A

$$Curva_{Trade-off} = P_{inst} \times (1 - P_{inac.}) \times e^{-7.88 \times p} \quad (4.1)$$

Em que,

P_{inst} é a potência instalada na SE [MW]

$P_{inac.}$ é a percentagem da potência inaceitável da SE [%]

p é a probabilidade do cenário acontecer

- Subestação com rede MT maioritariamente classificada como zona RQS B

$$Curva_{Trade-off} = P_{inst} \times (1 - P_{inac.}) \times e^{-5.80 \times p} \quad (4.2)$$

- Subestação com rede MT majoritariamente classificada como zona RQS C

$$Curva_{Trade-off} = P_{inst} \times (1 - P_{inac.}) \times e^{-4.81 \times p} \quad (4.3)$$

Em suma, consegue-se uma análise de risco, quantitativa em vez da tradicional análise subjectiva efectuada pela EDP. Através da avaliação da probabilidade de acontecimento de um determinado cenário impondo, conforme as convicções (*trade-off*) do agente responsável pela rede de distribuição (EDP), limites fronteiriços conseguindo um balanço entre a fiabilidade e o custo, bem como, pode-se delinear situações passíveis de melhorias de rede MT ou até se poderá assumir um risco ponderado.

4.2.2 - Análise probabilística

Como foi visto anteriormente, a avaliação de risco proposta necessita de uma análise probabilística de forma a determinar a probabilidade de acontecimento de um cenário, em que os cenários são a perda de todos os transformadores de potência e a perda do barramento MT de uma SE, necessitando-se para isso, da ajuda de estudos de fiabilidade.

Segundo [2], “ os estudos de fiabilidade respeitam ao comportamento dos sistemas, mais ou menos complexos, que integram componentes que admitem falhas no seu funcionamento. A representação dessa possibilidade de falha, ou avaria, é normalmente feita com base em modelos probabilísticos, que é uma forma de representar a incerteza na ocorrência dos eventos, especialmente válida quando existe suficiente amostragem estatística.”

O modelo mais simples para representar o funcionamento de um qualquer elemento é o modelo de dois estados tal como se ilustra na Figura 4.3.

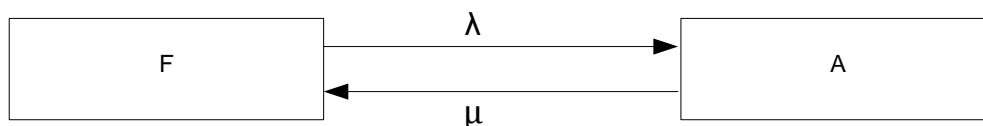


Figura 4.3-Modelo de dois estados de um qualquer elemento do SEE.

Nesta figura:

- F - estado de funcionamento do elemento;
- A - estado de não funcionamento do elemento;
- λ - taxa de transição do estado F para o estado A (taxa de avaria);
- μ - taxa de transição do estado A para o estado F (taxa de reparação);

Este modelo representa os estados em que um elemento de uma SE pode residir, em funcionamento (estado F) ou fora de serviço (estado A). Admite-se o estado de manutenção inclusivo no estado fora de serviço. A este respeito, a Figura 4.4, mostra um possível ciclo de vida de um componente com uma sucessão de estados de funcionamento e avaria(fora de serviço).

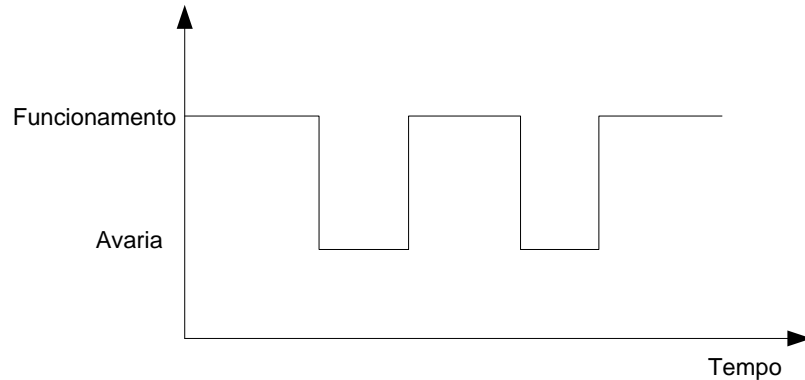


Figura 4.4-Representação gráfica do histórico de um elemento de uma SE.

Caso se admita que as durações dos tempos de funcionamento (tempos de residência no estado F) têm distribuição exponencial [2], então uma estimativa do MTTF (*Mean Time To Failure*) pode obter-se por:

$$MTTF = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i^F \quad (4.4)$$

Em que,

N é o número de períodos de funcionamento;

t_i^F as respectivas durações.

A partir daqui, pode calcular-se:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (4.5)$$

Onde, λ , designado por taxa de avarias, é o inverso de um tempo e as suas dimensões são, formalmente, tempo⁻¹, mas é comum expressar o valor em unidades de avarias/ano.

Segundo [2], ainda se pode concluir que podemos interpretar $\lambda(t)$ como a proporção dos componentes que falharão num intervalo dt entre t e $t+dt$, de entre os componentes que estavam ainda a funcionar no instante t . Resulta assim, uma descrição da fiabilidade de um componente em função da função taxa de avarias.

Se essa função $\lambda(t)$ que descreve a proporção dos componentes com uma esperança média de vida até ao instante t e que avariaram no intervalo dt seguinte, for constante, isto é, se $\lambda(t) = \lambda$ e, portanto, independente do tempo, vem:

$$R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.6)$$

Em que $R(t)$ é a probabilidade de um componente avariar ao instante t .

Em suma, após a demonstração efectuada podemos calcular a probabilidade de um elemento avariar num determinado período, que era o objectivo que queríamos atingir, conseguindo assim, determinar a probabilidade de avaria de um TP e de um barramento MT de uma determinada SE.

No entanto, para o cálculo dessa probabilidade seria necessário um estudo como referido anteriormente, dos valores de taxas de avaria de barramento e dos transformadores de potência, e para isso [19] e [27] apresentam estudos estatísticos de várias entidades, determinando as taxas de avarias para cada equipamento do SEE.

Segundo [27], a taxa de avaria de um transformador de potência AT/MT varia em dois escalões da sua potência instalada. O primeiro escalão refere-se a uma potência instalada superior a 25 MVA, obtendo uma taxa de avaria de 0.03 av/ano, enquanto o segundo escalão refere-se a uma potência instalada inferior a 25MVA, atribuindo uma taxa de avaria de 0.04 av/ano. Estes valores, de taxas de avarias dos transformadores de potência, foram usados no desenvolvimento da aplicação.

Já a taxa de avaria do barramento de MT de uma SE, de acordo com [19] baseia-se numa expressão obtida através de estudos de várias indústrias alemãs, em que o cálculo da taxa de avaria dos barramentos MT surge através de uma relação entre a taxa de avaria da aparelhagem de corte ligada ao barramento MT mais a sua quantidade, e da estrutura construtiva do próprio barramento, segundo as expressões:

Barramento MT em estrutura aberta:

$$\lambda = 0.1 \times \lambda_{c.b.} \times \# c.b \quad (4.7)$$

Barramento MT em estrutura fechada:

$$\lambda = 0.05 \times \lambda_{c.b.} \times \# c.b \quad (4.8)$$

Em que,

$\# c.b.$ é a quantidade de aparelhagem de corte ligados ao barramento.

$\lambda_{c.b.}$ é a taxa de avarias da aparelhagem de corte na subestação.

Sendo que em [19] o valor recomendado para a taxa de avarias da aparelhagem de corte ligada ao barramentos de MT, é muito variável e dependente de muito factores, como tal, apenas se consegue fixar um intervalo de valores que se pode assumir para um estudo de fiabilidade. Esse conjunto de valores é dado para um MTTF de entre [100-500] anos (taxa de avaria entre 0.01-0.002). No entanto em [27] o valor recomendado para a taxa de avaria, para a aparelhagem de corte é de 0.01av/ano (MTTF de 100 anos). Tendo em conta esta situação, neste trabalho foi considerado o valor que corresponde à intercepção dos valores das duas referências, ou seja, 0.01av/ano.

4.2.3 - Análise de custos

A END associada a um determinado elemento de um SEE, resulta de um conjunto de ocorrências que o tornam inoperacional durante um certo período de tempo. Essas ocorrências podem ter como causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de materiais, derrube ou perfuração accidental entre outros factores aleatórios; bem como interrupções programadas, necessárias à realização de trabalhos na rede de distribuição.

Na análise de uma determinada SE, a END é calculada através da potência não alimentada e de um tempo médio da indisponibilidade da SE, esse tempo normalmente é obtido pelo indicador de qualidade de serviço, TIEPI.

Nesta dissertação, são apresentados os cenários de perda dos transformadores de potência e dos barramentos de MT de uma SE. Torna-se óbvio que a indisponibilidade da SE é consequência da indisponibilidade desses dois elementos da SE. Por se tratar de dois cenários simulados e posteriormente projectados para uma análise de risco, a aplicação desenvolvida dispõe de uma análise financeira, onde poderemos verificar os custos da END caso se verifique potência instalada não alimentada.

Essa END é calculada através da seguinte expressão.

$$END = P_{nalim} \times T \quad [\text{kWh}] \quad (4.9)$$

Onde,

P_{nalim} , é a potência instalada que não se consegue alimentar após a análise de contingência.

T , é o tempo médio de interrupção do elemento em contingência.

O tempo médio de interrupções é a soma dos tempos de todos os eventos desde a detecção de defeito até à reposição total de serviço do elemento afectado, ou seja, o tempo

das religações mais o tempo de localização do elemento defeituoso mais o tempo de reconfiguração da rede mais o tempo da reparação e restabelecimento do serviço.

Por isso, foi considerado o valor do indicador de qualidade de serviço, neste caso, TIEPI, actual e fornecido pela EDP, em que a média da indisponibilidade por perda de TP é de cerca de 8h e a do barramento MT de 6h.

Desta forma, o valor de END, em kWh, terá de ser traduzido em unidades monetárias, usando-se para tal um custo para o kWh de END.

Actualmente na EDP, segundo [5], usa-se como valia o valor da END de 1,5 €/kWh, que também é usado como a valorização da END neste trabalho.

Para além da análise de custo das penalizações da END, através da aplicação desenvolvida poderemos de uma forma comparativa, efectuar a análise de um investimento, de forma a reduzir essas penalizações por incumprimento de fornecimento de energia aos clientes da rede.

Desta forma, poderemos comparar cenários em que se pode investir na rede, analisando o peso desse investimento em comparação com o peso do custo da END caso não se efectuasse nenhum investimento.

Os custos de possíveis investimentos foram obtidos pela entidade responsável através da análise financeira de concepção de projectos da EDP na qual foi permitido o acesso ao valor de custos primários de elementos mais usados pela EDP na rede MT. Estes custos primários, envolvem todos os custos médios e previstos associados desde a mão-de-obra ao valor económico do elemento novo a projectar na rede MT.

4.2.4 - Algoritmo implementado

A Figura 4.5 apresenta o fluxograma de toda a metodologia aplicada neste trabalho, com o âmbito da realização de planos de contingência, servindo assim de síntese a todo um processo desde o estudo da topologia da rede a uma análise final de impacto (risco) da SE na rede.

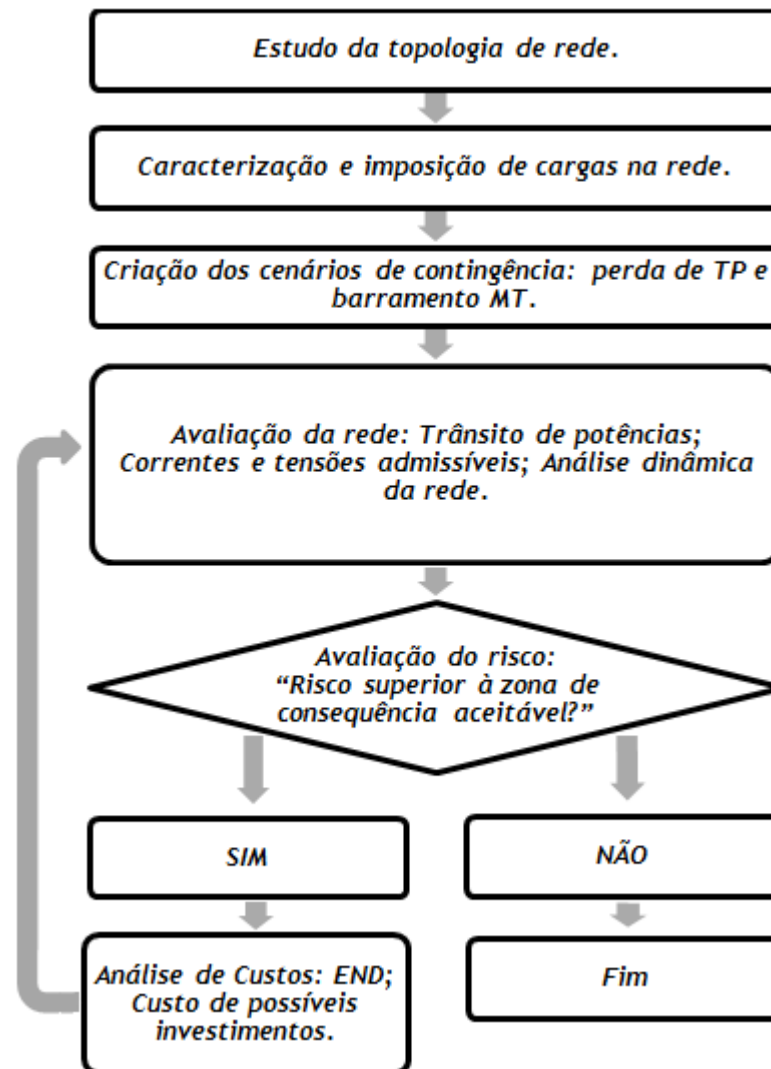


Figura 4.5-Fluxograma da metodologia aplicada desde o processo de contingência à análise de risco de uma SE.

Numa fase inicial é feito um estudo da tipologia de rede apresentado na secção 2.1, após a análise das suas características e dos seus clientes prioritários, procede-se à imposição de carga nos clientes, tendo em conta o critério de ponta assíncrona desenvolvido na secção 3.2 e à especificação de valores de tensões habituais da rede.

Após a caracterização de toda a rede na área de acção da SE em estudo, procede-se à simulação de dois cenários, que são a perda de TP da SE e a perda do barramento MT, para assim se obter um conjunto de manobras de reposição de serviço através de SE recursivas existentes ao redor da rede MT em análise, como é demonstrado nas secções 3.4 e 3.5 desta dissertação.

Na avaliação desses dois cenários teremos de ter especial atenção à norma EN 50160 [13], bem como às condições regulamentadas pela entidade reguladora de qualidade de serviço [14], e às condições de sobrecarga máxima dos componentes do SEE.

Todos estes processos mencionados anteriormente foram elaborados por programas corporativos que a EDP distribuição possui:

- SIT e esquemas unifilares - servem para retirar o cadastro da rede e todas as suas informações físicas (equipamentos, cumprimentos e tipologia);
- SCADA e telecontagem - servem para retirar dados da telecontagem para obter as tensões e correntes das linhas MT e subestações;
- DPLAN- Programa de simulação de trânsito de potências e análise dinâmica da rede;

Após a análise da rede obtido assim o conjunto de manobras a efectuar em cenário de contingência, será necessário a análise de risco da SE em estudo onde se efectua a análise do impacto da falha da SE.

A aplicação desenvolvida trata assim da avaliação de risco, onde se executa todo o procedimento demonstrado neste capítulo que tem como pressuposto que se o risco for superior à zona de consequência aceitável é feita uma análise de investimento através da comparação do custo de investimento versus custo da END. Com a optimização destes dois custos consegue-se uma proposta de investimento. Através do *software* DPLAN, são avaliadas as condições de trânsito de potências, tensões finais nos clientes e sobrecarga mínima nos clientes bem como as condições de qualidade de serviço.

Posteriormente, é feita uma nova avaliação de risco na qual, caso se encontre dentro do limite aceitável, acaba o procedimento, caso contrário, volta-se a efectuar a análise de custos e novamente a avaliação da rede.

4.3 - Interface da aplicação

Nesta secção será apresentada a interface da ferramenta criada. Pretende-se que seja de fácil manuseamento e intuitiva com o objectivo de auxiliar nos estudos da análise do impacto da perda de alguma SE na rede e, caso necessário, efectue uma análise de custos de END e de alguma melhoria na rede. Um aspecto essencial corresponde à inserção dos dados necessários para o estudo, pelo que a ferramenta possibilita a sua inclusão directamente na interface desenvolvida. A aplicação desenvolvida, foi elaborada em VBA embutido no EXCEL, seguindo alguns manuais de programação referenciados em [20], [21], [22].

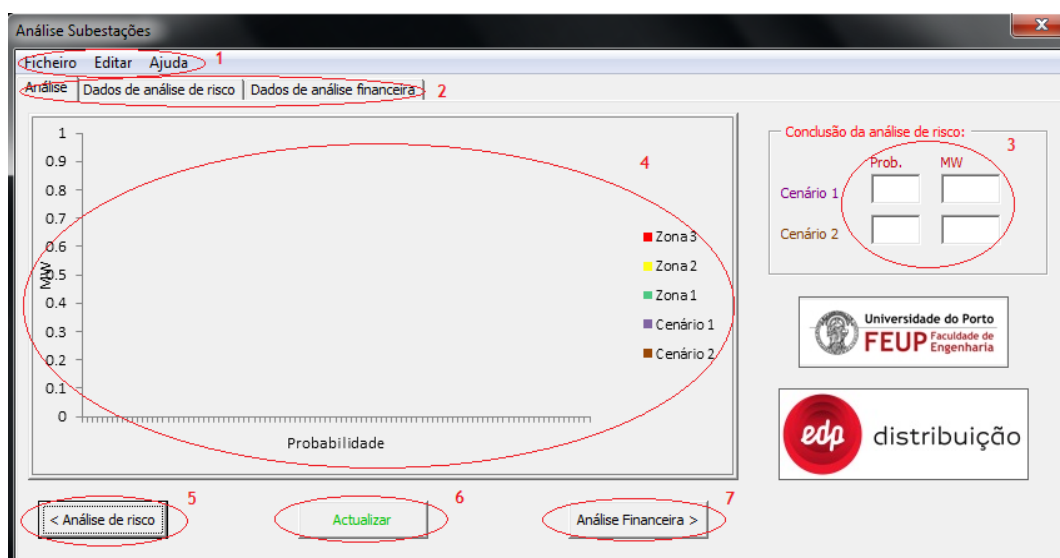


Figura 4.6-Plataforma inicial da aplicação.

A Figura 4.6 apresenta a plataforma inicial da aplicação. Nesta primeira plataforma podemos evidenciar 7 funcionalidades distintas.

A barra de Menu, evidenciada com 1, possui três possibilidades de escolha:

- Ficheiro
- Editar
- Ajuda

A opção Ficheiro, como se pode confirmar pela Figura 4.7, possui quatro opções, “Guardar como...” servirá para guardar algum progresso em alguma análise de risco ou financeira, “Atualizar” que tem como função a actualização de novos dados inseridos na aplicação, “Imprimir” serve para imprimir a análise de risco ou financeira exposta graficamente na funcionalidade evidenciada com o número 4, Figura 4.6, e por último, existe a opção “Sair...” que se desdobra em duas, “sair da aplicação” que determina o fecho da aplicação mas o Excel ficará aberto, ou o “fechar tudo” que determina o fecho de ambos, Excel e a aplicação.

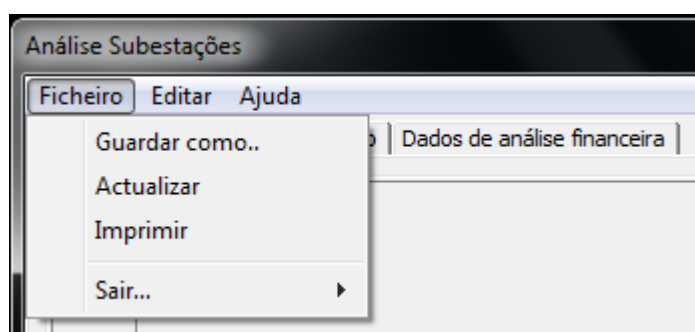


Figura 4.7-Menu "Ficheiro".

Editar, representado na Figura 4.8, possui duas opções, “Modo híbrido ON” e “Modo híbrido OFF”, que são opções inversas uma da outra, “Modo híbrido ON” serve para colocar

em pano de fundo o EXCEL que em predefinição está oculto, “Modo híbrido OFF” esconde o EXCEL. Este modo serve essencialmente para observar dados intermédios de cálculo, bem como poder aceder a base de dados de custos primários de elementos de rede MT, para uma possível actualização.

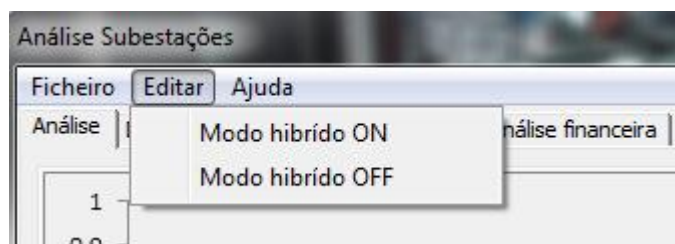


Figura 4.8-Menu "Editar".

Ajuda, representado na Figura 4.9, possui também duas opções, “Ajuda” e “Sobre...”. A opção “Ajuda” é no senso comum o “*Help*” de qualquer aplicação, onde remeterá a esta secção da dissertação. A opção “Sobre...”, fornece algumas informações básicas no âmbito do desenvolvimento da aplicação bem como redirecciona para a página WEB elaborada também no âmbito desta dissertação.

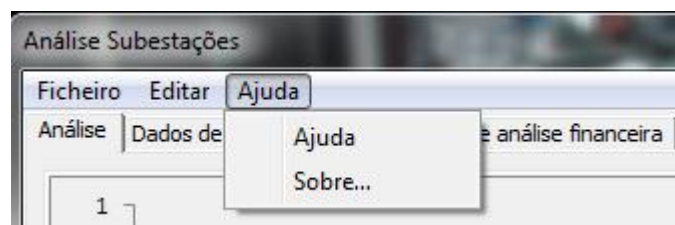


Figura 4.9-Menu "Ajuda".

Na Figura 4.6, evidenciado com o número 2, apresenta-se um conjunto de abas de diferentes plataformas, que separa a análise dos dados, da imposição de dados referentes a avaliação de risco e análise de custo.

Na mesma Figura, evidenciados com o número 3, apresenta-se a conclusão da análise de risco que é efectuada graficamente na área evidenciada com o número 4, onde se apresenta os resultados resumo da probabilidade do cenário vir a acontecer e a respectiva consequência representado pela potência instalada não alimentada.

O cenário 1 representa o cenário de perda de TP, e o cenário 2 representa o cenário de perda de barramento MT. A legenda de Zona 1, com cor verde, representa a área de zona de consequência aceitável, Zona 2, cor laranja, representa área de zona de consequência de risco elevado e Zona 3, em vermelho que representa a área de zona de risco inaceitável, estas zonas foram explicadas e demonstradas na secção 4.2.1 desta dissertação.

Ainda na Figura 4.6, os botões evidenciados como 5 e 7, servem para modificar o gráfico exposto evidenciado em 4, determinando se se quer analisar a avaliação do risco ou a avaliação de custos da END e investimento. Quanto ao botão evidenciado em 6, serve para actualizar o gráfico à medida que são inseridos novos dados relativos à análise de risco ou financeira.

Na Figura 4.10, pode-se ver a aba que foi referida anteriormente de imposição de dados, acerca da análise de risco de uma SE.

Figura 4.10-Plataforma de imposição de dados de análise de risco.

Observando a Figura 4.10, verifica-se que existem três grandes áreas de acção de imposição de dados. A que está evidenciada na imagem com o número 1, requer três dados gerais da SE em estudo, o primeiro dado é a potência instalada da SE, o segundo dado é a potência fronteira não admissível que serve para a delineação da Zona 3, definida como zona de consequência inaceitável, que representa um “tecto” máximo de potência não alimentada que o operador de sistema não admite que se verifique, discutida na secção 4.2.1, e ainda requer um terceiro dado referente à zona, de acordo com o RQS, que alimenta maioritariamente, para a delineação da curva “trade-off” que separa as zonas 1 e 2, assunto discutido também na secção 4.2.1.

A segunda área de acção evidenciada com o número 2, na mesma figura é referente aos dados do primeiro cenário simulado em DPLAN, perda de transformadores de potência da SE em estudo, a qual requer dados referentes à potência instalada não alimentada pelo cenário 1, bem como dados como, idade média dos transformadores e quantidade de transformadores AT/MT presentes na SE. Estes dados são relevantes para a determinação da probabilidade do cenário 1 acontecer demonstrado na secção 4.2.2.

A terceira área de imposição de dados, evidenciado pelo número 3 na Figura 4.10, é referente aos dados do segundo cenário simulado em DPLAN, indisponibilidade do barramento

MT da SE em estudo, na qual se requer dados referentes à potência instalada não alimentada pelo cenário 2, bem como dados sobre idade média do barramento, tipologia do barramento se é barramento duplo ou único, situação de isolamento do barramento, ou seja, se este se encontra em ambiente fechado ou aberto, e a quantidade de aparelhagem de corte ligados ao barramento MT. Estes dados são relevantes para a determinação da probabilidade do cenário 2 vir a acontecer e é demonstrado na secção 4.2.2.

Ainda na Figura 4.10, verificamos que existem dois botões evidenciados com números 4 e 5, o botão “Limpar dados” serve essencialmente para limpar os dados dos campos editáveis bem como da memória para o cálculo da avaliação de risco, o botão evidenciado com o número 5, “Submeter dados”, tal como o próprio nome indica submete todos os dados presentes nos campos editáveis para os campos de cálculo do EXCEL.

A Figura 4.11, apresenta também três grandes áreas de acção de imposição de dados necessários para avaliação de custos, os quais foram analisados e demonstrados na secção 4.2.3.

A imagem mostra a interface de um software chamado 'Análise Subestações'. No topo, há uma barra de menu com 'Ficheiro', 'Editar' e 'Ajuda'. Abaixo, há uma barra de abas com 'Análise', 'Dados de análise de risco' e 'Dados de análise financeira'. O conteúdo principal é dividido em seções. No canto superior esquerdo, há duas caixas de seleção rotuladas 'Cenário 1' e 'Cenário 2', com o número 1 circulado em vermelho. Abaixo delas, há duas seções: 'Sem investimento' e 'Com investimento', cada uma com um campo de entrada rotulado 'Potência inst. não alimentada' e '[MVA]'. O número 3 está circulado em vermelho ao lado do campo 'Com investimento'. Abaixo dessas, há uma seção 'TIEPI' com dois campos de entrada rotulados 'Tempo de avaria de TP' e 'Tempo de avaria do Barramento', ambos com '[h]' ao lado. O número 6 está circulado em vermelho ao lado do primeiro campo. No lado direito, há uma lista de equipamentos com caixas de seleção e campos de entrada: 'Nova linha/Reforço de linha' (com unidade 'm'), 'Novo OCR' (com unidade 'Nº'), 'Novo Seccionador' (com unidade 'Nº'), 'Novo Transformador' (com unidade 'Nº'), 'Bateria de condensadores' (com unidade 'Nº'), 'Novo Painel MT' (com unidade 'Nº') e 'Nova Subestação' (com unidade 'Nº'). O número 2 está circulado em vermelho ao redor desta lista. No canto inferior direito, há dois botões: 'Limpar dados' (com o número 4 circulado em vermelho) e 'Submeter dados' (com o número 5 circulado em vermelho).

Figura 4.11-Plataforma de imposição de dados de análise financeira.

Evidenciado com o número 1, na Figura 4.11, existem duas *check-box*’s, a quais permitem seleccionar qual cenário para se proceder a uma análise de custos da END e de alguma possível comparação com o custo de alguma proposta de investimento na rede em estudo. Ao seleccionar uma das *check-box*’s será automaticamente exposta a potência instalada que não foi alimentada no cenário que foi escolhido.

Ainda na Figura 4.11, evidenciado com o número 2, está representada a proposta de melhoria da rede ou imposição de algum novo equipamento da rede, onde os custos primários serão obtidos através de uma base de dados embutida nas folhas de cálculo do EXCEL. Ainda nesta área de acção é necessário colocar a quantidade dos elementos que vão ser usados, bem como é necessário accionar a *check-box* referente ao equipamento a usar para a

avaliação de custos. Na Figura 4.12, a título de exemplo, demonstra-se a escolha de um novo transformador para uma rede, na qual o equipamento seleccionado será o TP (60/10 ou 15kV, 40MVA).

Figura 4.12-Exemplo de selecção de um novo equipamento para a rede em estudo.

Evidenciado com o número 3, na Figura 4.11, é um dado que terá de ser imposto no programa e é obtido da verificação através do *software* corporativo DPLAN, do cenário com o investimento embutido, na qual trata-se da potência instalada não alimentada caso exista com o cenário imposto já com o investimento.

Os botões evidenciados com os números 4 e 5, na Figura 4.11, o botão “Limpar dados”, evidenciado com o número 4 serve essencialmente para limpar os dados dos campos editáveis bem como da memória para o cálculo da avaliação de custos. Com o número 5, “Submeter dados”, tal como o próprio nome indica submete todos os dados presentes nos campos editáveis para os campos de cálculo do EXCEL.

Por fim, evidenciado com o número 6, na Figura 4.11, serve como um indicar o tempo médio esperado de avaria dos componentes contingentes, estes valores são parametrizáveis, dependendo assim de cada SE em análise, no entanto, nesta dissertação, para haver uma maior conformidade nos resultados, usou-se como tempo médio de avaria dos TP e Barramento MT, os valores de 8h e 6h, respectivamente, que representam aos valores TIEPI, fornecidos pela EDP, Distribuição.

4.4 - Síntese

Perante a necessidade duma avaliação final dos cenários contingentes simulados anteriormente existe a necessidade de classificar uma determinada SE AT/MT, quanto ao seu impacto/risco perante a sua rede MT, essa classificação é tomada através de dados estatísticos de maneira a formalizar o conjunto de cenários simulados, em modelos matemáticos, para precaver situações embaraçosas por parte da empresa distribuidora de energia, neste caso, a EDP distribuição.

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia que permite estudar a influência de perda de determinados elementos fundamentais a uma SE AT/MT, avaliando o impacto resultante dessa perda na rede de acção dessa SE, e caso se verifique a necessidade de actuar na rede permite a verificação, conforme determinados parâmetros, da avaliação de custos que acarreta a perda da não alimentação da rede alimentada pela SE afectada, concluindo assim com uma proposta de melhoria de rede de maneira a precaver tanto o risco de perda da SE como da minimização dos custos resultantes da END.

Capítulo 5

Avaliação de risco e melhorias de rede

Neste capítulo pretende-se analisar o impacto de uma SE na rede MT que alimenta. Serão analisados dois casos com recurso à aplicação desenvolvida. Os dois casos de estudo, foram seleccionados devido a incapacidade das subestações recursivas conseguirem alimentar a totalidade da carga da SE em análise, e por isso a necessidade de uma avaliação de investimento na sua rede MT.

5.1 - Subestação A: Rede urbana

Em análise ao plano de contingência efectuado, no cenário de perda de barramento MT na “SE A”, verifica-se que existe uma incapacidade de alimentação de toda a carga presente na rede MT da própria SE.

Assim torna-se prioritária uma avaliação do impacto dessa SE na rede MT e no caso de ser pertinente, efectuar uma proposta de investimento que atenuie essa lacuna de fornecimento de energia aos clientes.

A Figura 5.1 representa a imposição de dados na aplicação desenvolvida para a análise de risco de uma SE. Sabe-se através do cadastro da rede, pela aplicação SIT que a EDP detém, que a SE tem cerca de 20 anos desde que entrou em exploração, e não houve qualquer mudança de equipamento dentro da SE, ou seja, tanto o barramento MT como o TP têm 20 anos de funcionamento. Já foi referido em 2.1.1.2 que a SE contém um único barramento e um único TP de 31,5 MVA de potência instalada, no entanto o barramento da SE encontra-se explorado em ambiente fechado possuindo 11 aparelhos de corte interligados ao mesmo.

Pela simulação do cenário de perda de barramento MT conclui-se que existe a incapacidade de alimentar 4,3 MVA de potência instalada na rede MT da “SE A”.

Dados Gerais:

Potência instalada na SE: 31.5 [MVA]

Potência fronteira não admissível: 25 [%]

Zona de Qualidade de Serviço da SE: C RQS [A; B; C]

Cenário 1: Perda de transformadores de potência

Potência instalada não alimentada: 0 [MVA]

Idade média dos transformadores: 20 [Anos]

Quantidade de transformadores AT/MT: 1 [Nº]

Cenário 2: Perda de barramento de média tensão

Potência instalada não alimentada: 4.3 [MVA]

Idade média dos barramentos: 20 [Anos]

Tipologia do barramento: U Único [U] Duplo [D]

Barramento em ambiente: F Aberto [A] Fechado [F]

Aparelhagem de corte ligados ao barramento: 11 [Nº]

Universidade do Porto
FEUP Faculdade de Engenharia

edp distribuição

Limpar dados

Submeter dados

Figura 5.1-Imposição de dados da “SE A” para a análise de risco na aplicação desenvolvida.

Após a imposição de todos os dados verifica-se pela análise da Figura 5.2, que a “SE A” com o cenário de perda de barramento MT se encontra na zona de consequência aceitável, com uma probabilidade de acontecimento de cerca de 10%.

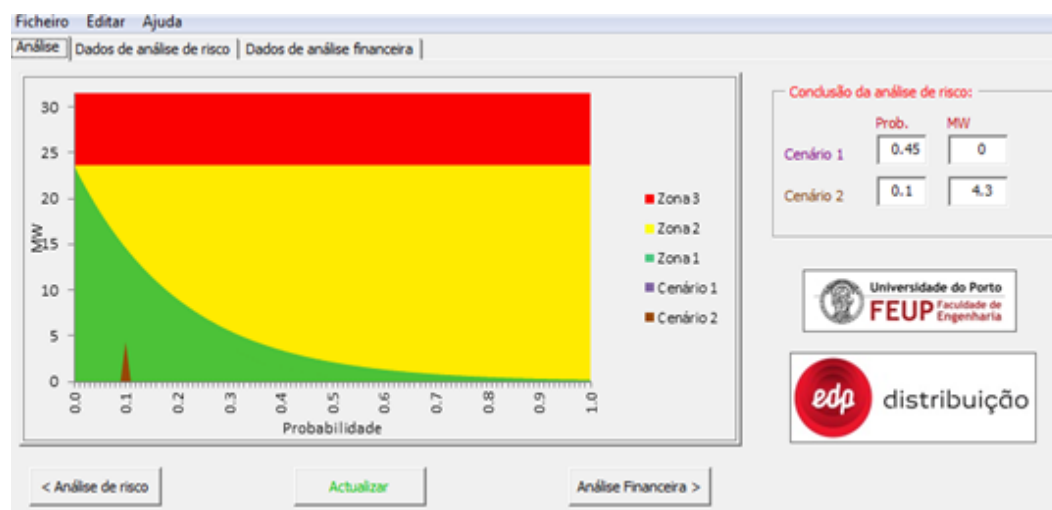


Figura 5.2-Análise de risco da “SE A”.

No entanto e a título de exemplo, já que o risco era aceite pela EDP, procedeu-se a uma análise de uma proposta de investimento. Analisando a Figura 5.3, verifica-se a existência de um OCR 8, que pela sua acção de fecho alimentava a linha amarela da “SE A” pela linha verde da SE 3, no entanto provocava uma sobrecarga num troço de 600 metros com cabo LXHIOV com secção de 70 mm², que ultrapassava os limites impostos pela norma EN 50160 [13].

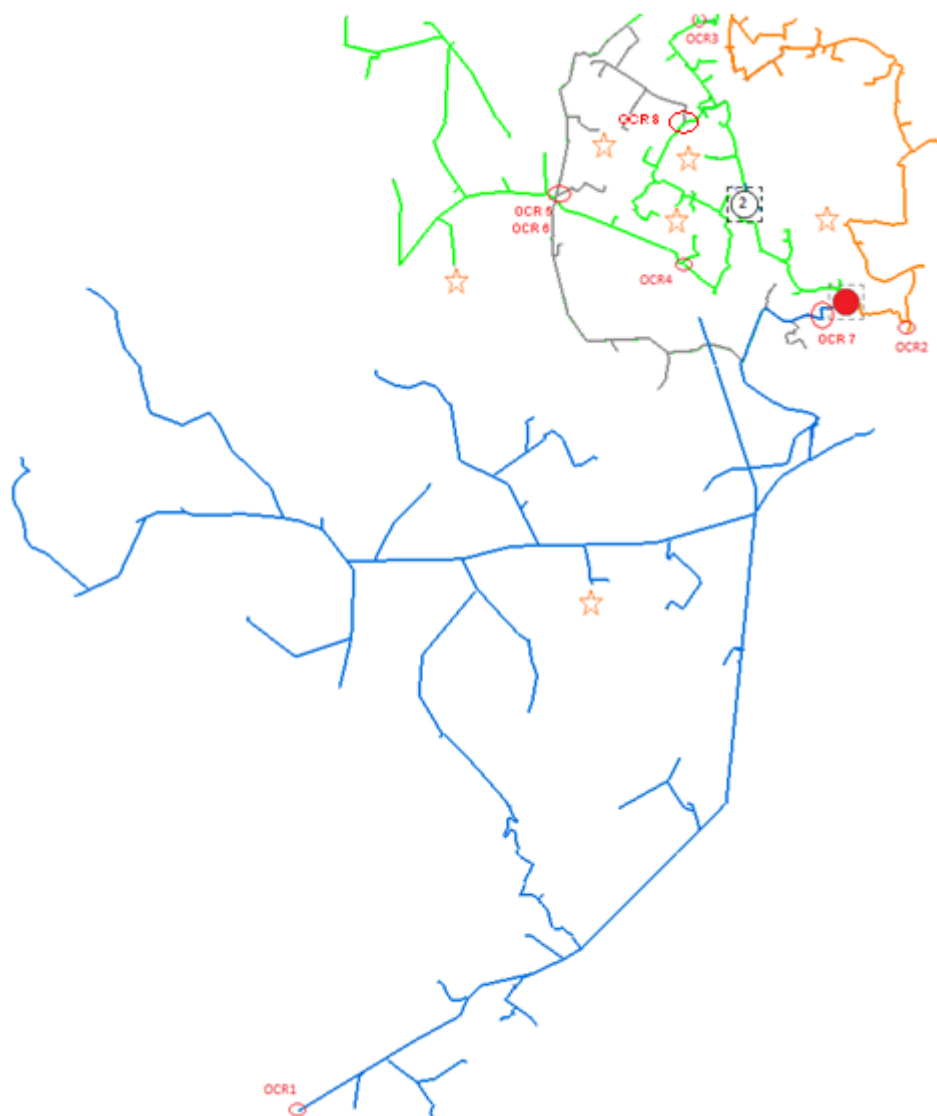


Figura 5.3–“SE A” com a sua rede MT, OCR 8 evidenciado.

Sendo assim, a proposta pressupunha um reforço da linha com o mesmo tipo de cabo e comprimento, mas com um aumento de secção para 120 mm², conseguindo assim ultrapassar qualquer situação de restrição técnica e de qualidade de serviço.

A Figura 5.4, demonstra a imposição dos dados referentes à proposta de investimento, bem como a potência não alimentada pela nova situação, que com este investimento é nula, pois consegue-se alimentar toda a área da rede MT da “SE A”.

Figura 5.4-Imposição de dados para uma proposta de investimento, para a “SE A”.

Após a imposição de dados, efectua-se a análise de custos referentes ao novo investimento e também do custo associado à END, caso não haja investimento.

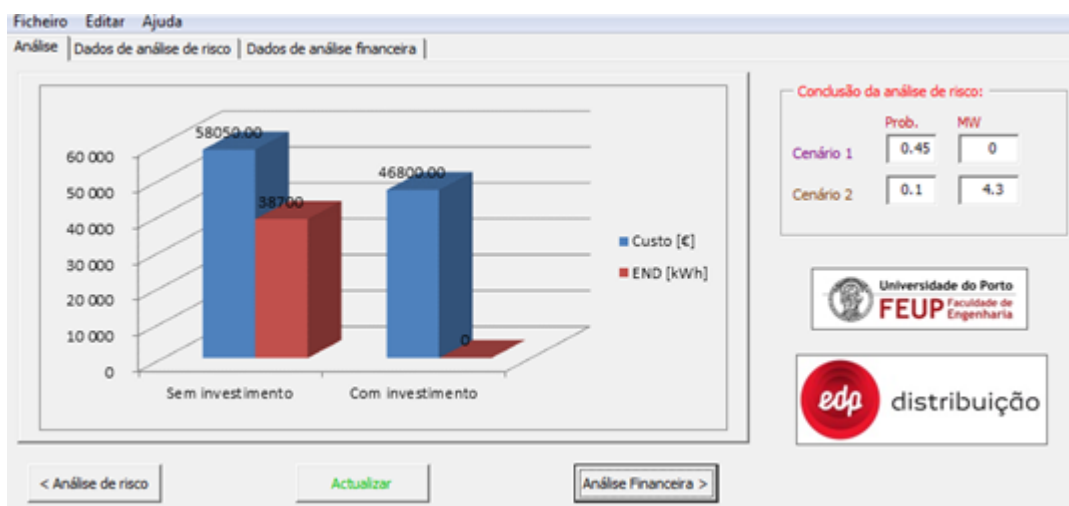


Figura 5.5-Análise de custos da “SE A”.

Na Figura 5.5 pode-se verificar duas situações distintas. Uma primeira situação em que não há qualquer investimento, tendo assim um custo da END, bem como a indicação do valor dessa mesma energia que não foi distribuída, e uma outra situação distinta que é a situação com investimento, em que o custo representa o custo primário de um possível investimento mais o custo, caso haja, da END que neste exemplo é nula, pois consegue-se através do investimento alimentar toda a área que não era alimentada anteriormente.

Verifica-se que sem investimento, teríamos um custo de 58.050€, que corresponde a uma END de cerca de 38700 kWh. Caso se entenda que se deve investir na rede, verificamos que com o investimento mencionado anteriormente, teríamos um custo de cerca de 46.800€, no

entanto, não haveria qualquer tipo de penalização em termos de END, pois a reposição era conseguida na totalidade.

Sendo assim, o investimento é justificado pois tanto a EDP distribuição como os seus clientes na área afectada serão beneficiados com este investimento.

5.2 - Subestação D: Rede mista

Em análise ao plano de contingência efectuado, da “SE D”, verifica-se que existe uma incapacidade de alimentação de toda a carga presente na rede MT da própria SE, em ambos cenários simulados.

Assim, torna-se prioritária uma avaliação do impacto dessa SE na rede MT e caso pertinente, efectuar uma proposta de investimento que atenuie essa lacuna de fornecimento de energia aos clientes.

Neste caso de estudo, diferente do anterior, em ambos os cenários contingentes simulados existe a impossibilidade de alimentar totalmente toda a rede MT da “SE D”, tornando-se necessário verificar qual o cenário mais provável e assim propor um investimento para esse cenário. Após a verificação desse investimento e caso seja oportuno, analisa-se esse investimento no outro cenário de perda, verificando todas as condições de qualidade de serviço. O objectivo será restabelecer energeticamente todos os clientes que não foram alimentados anteriormente, ou no mínimo, colocar numa zona de consequência aceitável, como mencionado em 4.2.1.

A Figura 5.6 representa a imposição de dados na aplicação desenvolvida para a análise de risco de uma SE. Sabe-se através do cadastro da rede, pela aplicação SIT que a EDP detém, que a “SE D” tem cerca de 10 anos desde que entrou em exploração, e não houve qualquer mudança de equipamento dentro da SE, isto é, tanto o barramento MT como o TP têm 10 anos de funcionamento. Já foi referido em 2.1.4.1 que a SE contém um único barramento e um único TP de 20 MVA de potência instalada, no entanto o barramento da SE encontra-se explorado em ambiente aberto possuindo 12 aparelhos de corte interligados ao mesmo.

Pela simulação dos cenários de perda de TP e barramento MT conclui-se que, em ambos os casos, existe a incapacidade de alimentar 16.12 MVA de potência instalada na rede MT da “SE D”.

Dados Gerais:

Potência instalada na SE: 20 [MW]

Potência fronteira não admissível: 25 [%]

Zona de Qualidade de Serviço da SE: B RQS [A; B; C]

Cenário 1: Perda de transformadores de potência

Potência instalada não alimentada: 16,12 [MW]

Idade média dos transformadores: 10 [Anos]

Quantidade de transformadores AT/MT: 1 [Nº]

Cenário 2: Perda de barramento de média tensão

Potência instalada não alimentada: 16,12 [MW]

Idade média dos barramentos: 10 [Anos]

Tipologia do barramento: U Único [U] Duplo [D]

Barramento em ambiente: A Aberto [A] Fechado [F]

Aparelhagem de corte ligados ao barramento: 12 [Nº]

Logos: Universidade do Porto FEUP, edp distribuição

Buttons: Limpar dados, Submeter dados

Figura 5.6-Imposição de dados da “SE D” para a análise de risco na aplicação desenvolvida.

Após a imposição de todos os dados verifica-se pela análise da Figura 5.7, que a “SE D” em ambos os cenários se encontra na zona de consequência não admissível. O cenário de perda de TP tem uma probabilidade de acontecimento de 33% e o cenário de perda de barramento MT de 11%.

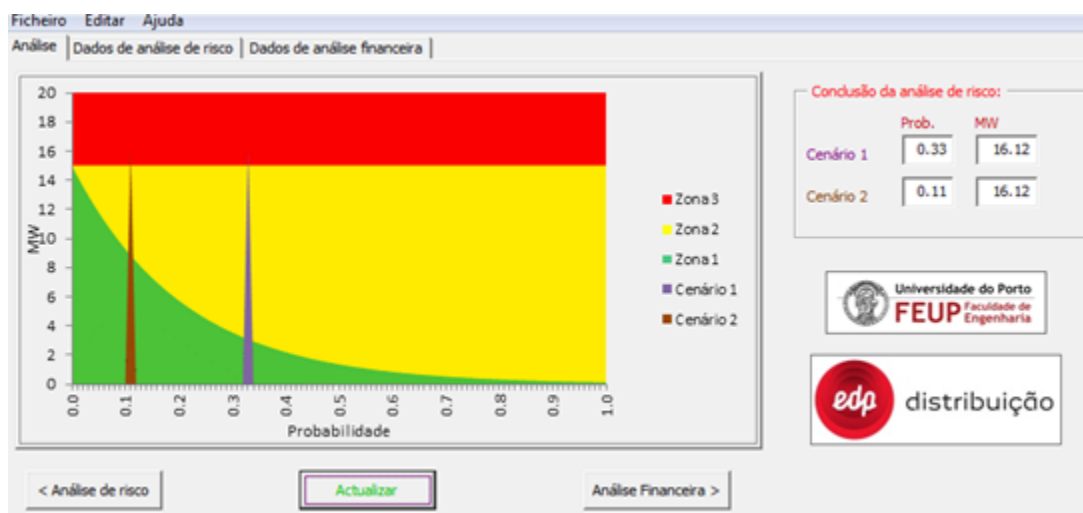


Figura 5.7-Análise de risco da “SE D”.

Sendo assim, efectua-se uma proposta de investimento para os cenários, sendo que essa proposta terá de abranger os dois cenários, o que quer dizer que terá de ser feito o investimento no exterior da “SE D” de maneira a que não se use o barramento MT.

A Figura 5.8 evidencia o investimento utilizado para recolocar os cenários calculados na zona de consequência admissível sendo já possível alimentar a maioria dos clientes. Repare-se na existência de um novo OCR que foi proposto para instalação.

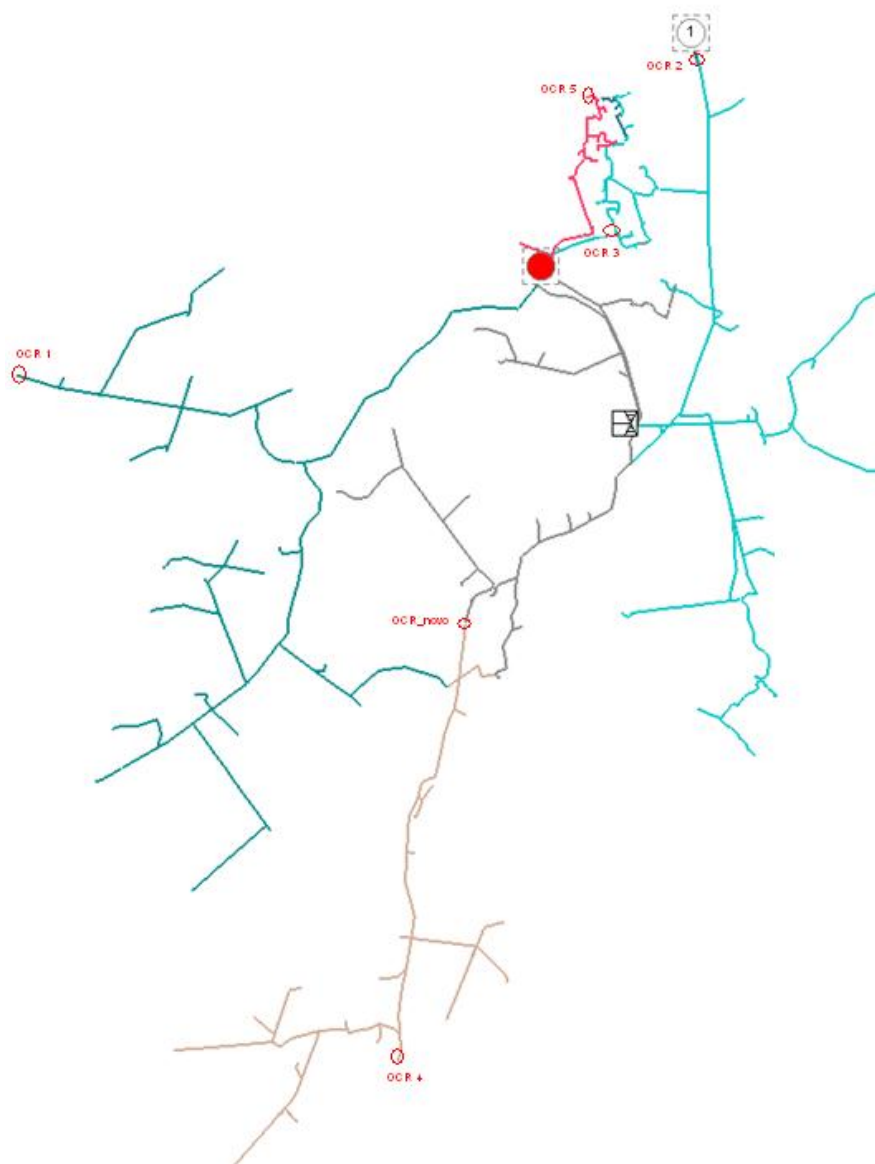


Figura 5.8-“SE D” com a sua rede MT, OCR_novo proposto e reconfiguração da rede MT com o investimento concluído.

Fundamentalmente o investimento consiste em colocar duas baterias de condensadores na SE 7 (ver Figura 2.7), colocação de um novo OCR na linha amarela da “SE D”, e a implantação de um reforço de linha que servirá de recurso à linha azul também da “SE D”.

O novo OCR servirá para a alimentação parcial da linha amarela, que é parcialmente alimentada devido a falta de potência instalada disponível na SE 7, bem como a existência de uma sobrecarga na linha bege da SE 7 caso houvesse disponibilidade de potência instalada, daí a obrigação da inclusão de um novo OCR que faça a parcialidade de cargas na linha amarela. O seu posicionamento será encontrado através de uma divisão de carga máxima admissível por parte da SE 7. As baterias de condensadores foram utilizadas para elevar as tensões aos clientes que com a subida de carga por parte da linha bege da SE 7 os clientes que estariam na parte final perto do novo OCR ficariam com tensões abaixo do

regulamentado, [13], para além, que já em situação de exploração normal, os valores de tensão estariam próximos dos valores mínimos exigidos pela norma [13], por isso a inclusão de duas baterias de condensadores na SE 7 de 3.43 Mvar, apesar da sua colocação estar a ser justificada não só em função de um abaixamento de tensão provocada por um cenário de contingência (pouco frequente e duradouro), mas também para resolver uma situação de fraca entrega de tensão (a cumprir os requisitos mínimos) em exploração normal de funcionamento, ou seja, antes da reconfiguração da rede.

Na linha azul da “SE D”, com o fecho do OCR 5 verificava-se uma sobrecarga na linha que a podia socorrer que era a linha vermelha da SE 1, essa linha era composta por 280 metros de troço de AA (alumínio-aço) com secção de 120 mm², sendo substituída por uma linha AA de secção de 160 mm².

Na Figura 5.9 representa-se a imposição de dados para a análise financeira do investimento.

Figura 5.9-Imposição de dados para uma proposta de investimento, para a “SE D”.

A Figura 5.10 representa a análise dos investimentos propostos anteriormente, em duas situações distintas, situação sem investimento e situação com investimento.

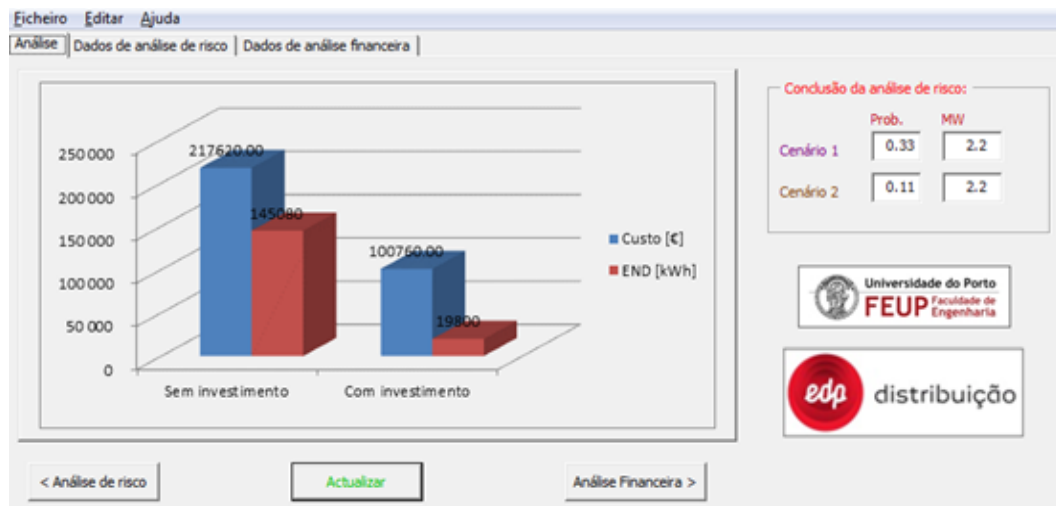


Figura 5.10-Análise de custos da “SE D”.

Verifica-se na situação em que não há qualquer investimento, um custo da END de 217.620€, que corresponde a uma END de cerca de 145080 kWh. Caso se entenda que deve-se investir na rede, verificamos que o investimento mencionado anteriormente teria um custo de cerca 100760€, sendo que este custo é acrescido não só devido ao investimento efectuado mas também pelo valor da penalização da END, que tem um valor de cerca de 19800 kWh.

Assim o investimento é justificado, pois tanto a EDP distribuição como os clientes serão beneficiados com este investimento, no entanto, é de referir que não foi conseguido a reposição total da rede MT da “SE D” devido a falta de potência instalada nas subestações adjacentes à rede da “SE D”.

Após a análise de custos, procede-se novamente à análise de risco da SE representada na Figura 5.11.

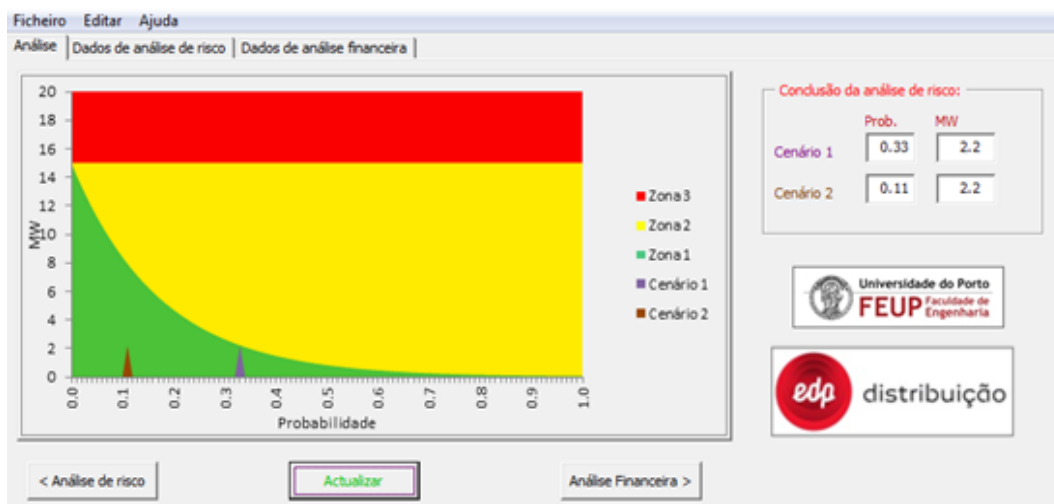


Figura 5.11-Análise de risco da “SE D”, com o investimento proposto.

Com a proposta de investimento não só a EDP tirará lucros como haverá melhorias na rede MT para que um maior número de clientes seja realimentado. Na Figura 5.11, verifica-se que o investimento colocou os cenários simulados na zona de risco admissível, sendo por isso um investimento viável na qual a EDP aceita o risco.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1 - Conclusões

Nesta dissertação foram apresentados e discutidos alguns conceitos de estruturas básicas das redes MT em Portugal bem como questões de fiabilidade aplicados a sistemas eléctricos de energia. A metodologia aqui desenvolvida permite conceber qualquer plano de contingência de alguma subestação AT/MT considerando determinados aspectos tanto de senso comum como técnicos.

Estes aspectos de senso comum idealizam-se através da priorização de determinadas cargas que possuem características que na sociedade actual predominam em relação a outras, que são o caso de hospitais, câmaras municipais, quartéis de polícia/GNR, parques industriais e clientes com necessidades especiais. As questões técnicas vêm desde a normalização de aspectos de qualidade de serviço da distribuição de energia bem como as respectivas penalizações em caso de não cumprimento dessa distribuição.

Uma das principais conclusões retiradas após a realização deste trabalho é a de que na elaboração de planos de contingência de subestações necessita-se de definir dois cenários de perda de elementos vitais para o funcionamento da SE (perda de TP e barramento MT), para que com a sua simulação, se possa avaliar as subestações que podem servir de recurso à SE que será analisada e, com elas alimentar as linhas que ficaram fora de serviço.

Para que essa simulação possa ocorrer é necessário analisar os consumos habituais das subestações e, assim obter uma ponta assíncrona de forma a colocar no *software* DPLAN para o cálculo de trânsito de potência. A elaboração de planos de contingência para subestações é vital para um bom funcionamento da rede MT, pois para além de determinar, antecipadamente por um conjunto de manobras na rede, as indisponibilidades em caso de falha, serve para investigar lacunas na rede de forma a poder explorar novas alternativas de

exploração e assim propor novos cenários de investimento de forma a garantir a alimentação a todos os clientes.

Neste contexto, foi criada uma aplicação em VBA que permite avaliar o risco de perda de uma SE através de um procedimento de fiabilidade de um sistema eléctrico em estudo e que auxilia a análise desse tipo de sistemas. Esta aplicação permite obter valores mensuráveis do risco de forma probabilística do seu acontecimento, bem como definir esse risco em três zonas distintas, e consoante a determinação do risco é considerado um plano de um possível investimento para a rede MT de forma a garantir que o risco se encontre na zona admissível.

Esta ferramenta permite auxiliar o planeamento da rede MT face aos custos da END e do investimento proposto. Assim, a aplicação desenvolvida poderá ajudar à definição de novos investimentos na rede bem como ponderar esses investimentos conforme as penalizações da END.

Foram utilizados dois exemplos, devido a não se conseguir alimentar por completo a sua rede MT adjacente tendo como objectivo de avaliar o seu risco recorrendo à aplicação desenvolvida. O primeiro exemplo baseia-se na “SE A” de rede MT caracterizada como rede urbana, tendo sido realizada uma análise crítica a este sistema e calculados os seus índices de risco propondo uma melhoria de rede e conseguindo com esse investimento uma melhoria significativa na rede MT de forma a alimentar todos os clientes com a minimização de custos referentes a END. O segundo exemplo foi baseado na rede MT caracterizado como rede mista, da “SE D”, onde todos os seus índices foram também calculados, procedendo de seguida a uma proposta de investimento.

A finalizar, espera-se que esta aplicação corresponda ao pretendido pela EDP distribuição e que possa constituir uma ferramenta auxiliar para a avaliação do risco de uma SE e um possível planeamento de um investimento da respectiva rede MT.

6.2 - Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, os possíveis desenvolvimentos que se podem realizar em relação a esta dissertação, passam por melhorar a ferramenta que foi criada. Estas melhorias passam por permitir que o programa seja capaz de:

- Definir índices de fiabilidade personalizados para cada SE, através de toda estrutura da SE e não de forma estatística;
- Incluir os custos associados às perdas na rede MT aquando da inclusão de novos investimentos;
- Implementação da influência da manutenção na probabilidade de falha nos componentes analisados;

- Implementação do factor de utilização em exploração normal de funcionamento dos transformadores de potência das subestações;

O desenvolvimento destes trabalhos possibilita a criação de uma ferramenta capaz de definir e avaliar com maior precisão o impacto da perda da SE na rede MT, assim como, dos custos associados aos investimentos propostos na qual permitirão ao utilizador obter uma análise mais abrangente em termos de custo-benefício e de um possível investimento na rede de distribuição.

Referências

- [1] – El-Hawary,E.,Mohamed,2000. Electrical Energy Systems. pp 1-7
- [2] – Miranda, V., Fiabilidade em sistemas de potência – uma introdução, 2006, versão 2.0. pp 9-15.
- [3] – Boyle, Godfrey,1996; Renewable energy : power for a sustainable future. pp 603-626.
- [4] – Billinton, R., Allan, R. N. , 1996, Reliability evaluation of power system. Vol. 2nd ed. New York: Plenum Press. pp. 1-2;10-11.
- [5] – Guia Técnico de Planeamento. EDP. SIREN - Sistema Integrado de Redes de Distribuição. Agosto 1995. pp 31-49.
- [6] – Danyel P., Ross Gregory V. Welch, H. Lee Willis,2001, Sensitivity of System Reliability to Component Aging in Metropolitan, Urban, and Rural Areas; IEEE.
- [7] – Guia Técnico :Redes de distribuição, EDP, 2010. pp 27-51; 137-146.
- [8] – Guia de aplicação das condições técnicas de ligação às redes de distribuição das instalações de produção de energia eléctrica em regime especial, DGE, Dez 2002.
- [9] – Vasconcelos, Maria Helena ,Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática, 2007, Porto. pp 2-3.
- [10] –Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), Despacho n.º 5255/2006 (2ªserie), de 8 de Março 2006.
- [11]– Barbosa, M. , “Fiabilidade produção e transporte” pp. 23-28.
- [12] – Wayne Can, P.E.,Computer Aided Contingency Analysis, 1990, IEEE.
- [13]– Norma EN 50160 - Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica.
- [14] – <http://www.erse.pt/pt/> acedido pela última vez em 10 de junho de 2011.
- [15] –RTE / Departement Exploitation du Systeme Electrique, MEMENTO OF POWER SYSTEM RELIABILITY , 2005 edition. pp 27-33.
- [16] –Robert T Clemen, Making hard decisions with decision tools. 2nd rev. ed. . Pacific Grove, CA: Duxbury Press , 2001. Capitulo 2.
- [17] – Matos, Manuel, Ajuda Multicritério à Decisão-introdução, FEUP 2005. pp 5-12.

- [18]–ATKINSON, R. Project Management: Cost, Time and Quality, Two Best Guesses and a Phenomenon, Its Time to Accept Other Success Criteria. International Journal of Project Management, Dorset, UK: Pergamon, v.17, nº 6, 1999. pp337-342.
- [19]–Bollen, M.H.J. ; Literature Search for Reliability Data of Components in Electric Distribution Networks; Eindhoven University of Technology Research Reports, August 1993.pp 4-20;21-46;120-127.
- [20] -Course Technology, PTR, Microsoft Excel VBA Professional Projects, edition 2003.
- [21] –DeMarco, Jim.,Pro Excel 2007 VBA, edition 2008.
- [22] - McGraw-Hill ,Osborne. Excel VBA Macro Programming, edition 2004.
- [23]–Sung-Hwan Song, Sang-Ho Lee, Tae-Kyoo Oh;Risk-based Contingency Analysis for Transmission and Substation Planning, IEEE.
- [24]–Godart ,Thierry.; Contingency Planning for Y2K Impact in Power Delivery Systems, IEEE Power Engineering Society,1999.
- [25]–Powell, Ralph.; Reliability And Contingency Criteria For Planning, 2000, IEEE
- [26]–Centro de Informação da REN. Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT>. Último acesso em Junho de 2011.
- [27]– Brown, R. E.,Electric Power Distribution Reliability, New York: Marcel Dekker, 2002. pp.163-168,
- [28]– IEEE Standard 1366, Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2003.
- [29]– H. L. Willis, Power Distribution Planning Reference Book, Marcel Dekker, Inc., 1997, pp.29-34.

Anexo A

O delineamento da zona 1 e 2 da metodologia aplicada em 4.2.1 desta dissertação, passou por um processo de *trade-off* juntamente com a experiência técnica/profissional do departamento de estudo de rede da EDP, distribuição.

Neste caso, a pergunta feita aos profissionais da EDP foi: “Para um evento de probabilidade x [0; 0.25; 0.5; 0.75; 1] de uma subestação que alimenta maioritariamente uma rede designada pelo RQS y [A; B; C], e sabendo que se encontra na zona 2 (consequência de risco elevado) qual é a percentagem máxima de perda de potência instalada na subestação admissível?” - Os resultados à pergunta para as diversas situações estão apresentados na seguinte tabela.

Tabela A.1- Tabela resumo das respostas para o delineamento do *Trade-off*.

Probabilidade	Zona RQS		
	A	B	C
0	100%	100%	100%
0.25	15%	20%	30%
0.5	1%	5%	10%
0.75	0%	1%	5%
1	0%	0%	0%

Para a obtenção de uma fórmula capaz de assimilar a preferência da EDP, procedeu-se a técnica de aproximação por linha de tendência, executada em EXCEL, obtendo assim as seguintes linhas:

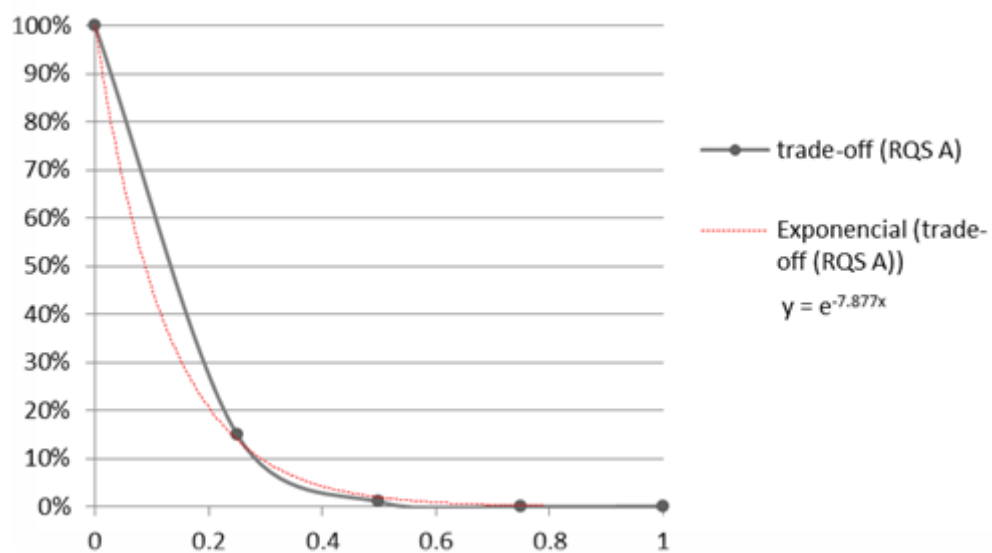


Figura A.1- Linha de tendência para as subestações maioritariamente classificadas como zona RQS A.

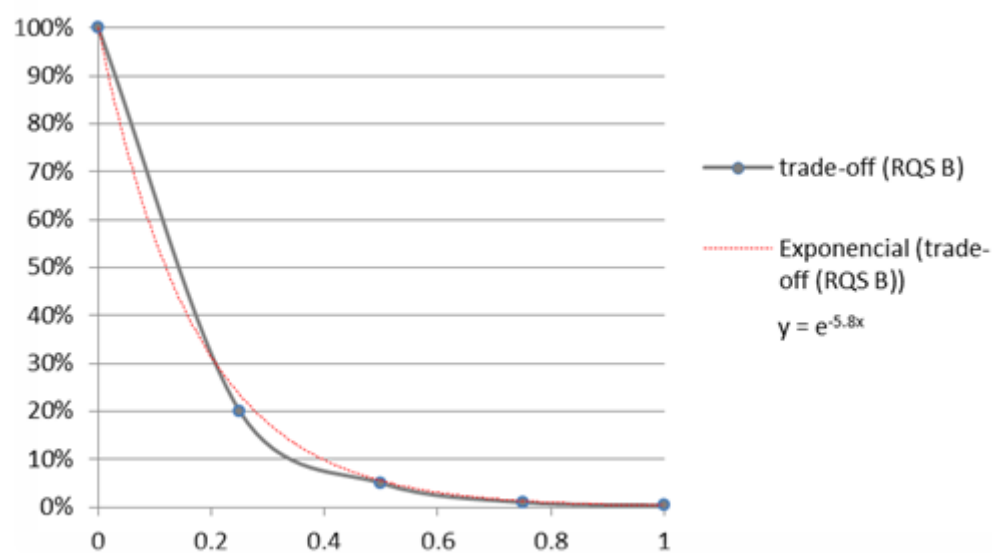


Figura A.2-Linha de tendência para as subestações maioritariamente classificadas como zona RQS B.

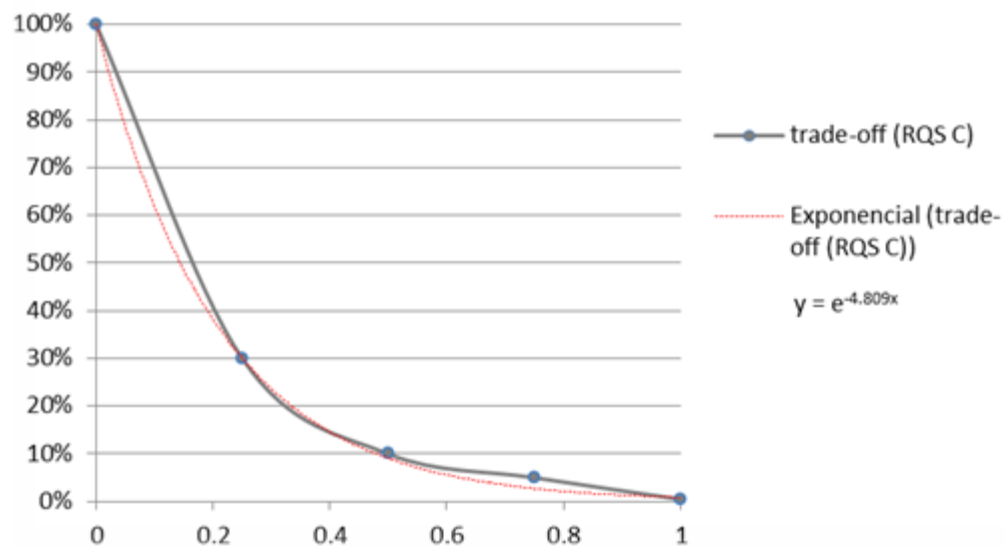


Figura 6.3-Linha de tendência para as subestações majoritariamente classificadas como zona RQS C.

As linhas tendência foram assim aproximadas de forma exponencial resultando então as fórmulas (4.1, 4.2, 4.3) expostas em 4.2.1.